



TU Clausthal

Erneuerbare Energien in der Türkei – eine Analyse zu Chancen und Risiken für Investitionen

Dissertation

**Fahri Eyeci
2020**

Erneuerbare Energien in der Türkei – eine Analyse zu Chancen und Risiken für Investitionen

Dissertation

zur Erlangung des Doktorgrades der Ingenieurwissenschaften
vorgelegt von Fahri Eyeci, M.Sc.
aus Gerede/Türkei

genehmigt von der Fakultät für Energie- und Wirtschaftswissenschaften
der Technischen Universität Clausthal
Tag der mündlichen Prüfung
03.03.2020

Dekan: Prof. Dr. rer. nat. habil. Bernd Lehmann

Vorsitzender der Prüfungskommission: Prof. Dr. Inge Wulf

Betreuer: Prof. Dr.-Ing. Otto Carlowitz

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Bernd Sankol

Gutachter: Dr.-Ing. Dr. rer. nat. Sven Meyer

Eidesstattliche Versicherung

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet habe.

Hiermit erkläre ich an Eides Statt, dass ich bisher noch keinen Promotionsversuch unternommen habe.



Hannover

29.06.2020

Ort

Datum

Unterschrift

Kurzfassung

Ausgangspunkt für diese Arbeit stellt das Bestreben der meisten Staatsregierungen dar, die Emissionen an Treibhausgasen (insbesondere Kohlenstoffdioxid) möglichst schnell und soweit wie möglich zu begrenzen. Die Türkei hat sich zum Ziel gesetzt, den Anteil der erneuerbaren Energiequellen an der elektrischen Energieversorgung bis 2023 auf mindestens 30 % zu erhöhen.

Dieses Bestreben eröffnet neben der ökologischen Perspektive auch die Möglichkeit, die hohe Abhängigkeit von externen Kohle- und Gaslieferungen zu verringern um schließlich das Handelsbilanzdefizit zu senken, so dass hierfür weniger Devisen bereitzustellen sind. In diesem Kontext soll der Energieversorgungsmarkt in der Türkei, der bisher ausschließlich staatlich reguliert war, generell auch für Investoren geöffnet werden.

Für das Engagement eines Investors ergeben sich drei Fragenkomplexe:

- Wie ist der Energieversorgungsmarkt im Kontext mit der Stromerzeugung und mit dem Strombedarf strukturiert?
- Welche Risiken erwachsen aus Investitionen in erneuerbare Energiesysteme in der Türkei?
- Welche Perspektive eröffnet sich auf der Basis der vorhandenen erneuerbaren Energiepotenziale für einen Zeitraum, der über das Jahr 2023 hinausgeht?

Um eine Basis für weitergehende Überlegungen zu den gestellten Fragenkomplexen zu erhalten, werden zunächst die verfügbaren Technologieansätze auch bezüglich ihres Aufbaus erläutert. So wird deutlich, welche Komponenten gegebenenfalls in der Türkei gefertigt werden können, denn hierfür wurden spezielle Förderinstrumente durch die Regierung eingerichtet. Ein weiteres Kapitel widmet sich den Potenzialen von erneuerbaren Energiequellen mit der Zielsetzung, herauszufinden, ob unter Berücksichtigung plausibel erscheinender Szenarien bis etwa 2050 eine Vollversorgung der Türkei mit Erneuerbaren Energien möglich ist, wobei auch der fluktuierenden Erzeugung elektrischer Energie aus Wind und Sonne durch Ausgleichselemente wie Wasserkraft, Geothermie und Bioenergie zur Bedarfsanpassung vom Ansatz her in einem separaten Abschnitt Rechnung getragen wird. Ein weiteres Kapitel widmet sich dem

Energiemarkt der Türkei an sich, seiner (gesetzlichen) Regulierung und Aspekten wie beispielsweise Stromnachfrage, Stromerzeugung und Einspeisevergütungen.

Schließlich münden die erarbeiteten Aspekte in eine STEP-Analyse mit Fallstudien zu soziologischen, technologischen, ökonomischen und politischen Gegebenheiten in der Türkei, die wiederum die Grundlage für eine SWOT-Analyse bilden. Sie liefert Ansatzpunkte für Handlungsempfehlungen, um als Investor auf dem türkischen Energiemarkt möglichst erfolgreich sein zu können. Abschließend bleibt auch zu konstatieren, dass die Türkei insgesamt längerfristig ausschließlich mit Erneuerbaren Energien versorgt werden kann, wobei der Prozess dorthin erst begonnen wurde und sich künftig vielfältige Entwicklungsmöglichkeiten bieten.

Abstract

The starting point for this work is the endeavor of most state governments to limit emissions of greenhouse gases (especially carbon dioxide) as quickly and as far as possible. Turkey has set itself the goal of increasing the share of renewable energy sources in the electricity supply to at least 30% by 2023.

In addition to the environmental perspective, this endeavor also opens up the possibility of reducing the high dependency on external coal and gas supplies. This would ultimately reduce the trade deficit, so that less foreign exchange is required for this purpose. In this context, the energy supply market in Turkey, which was exclusively regulated by the state, should generally also be opened up to investors.

There are three sets of questions for an investor's engagement:

- How is the energy supply market structured in the context of power generation and power consumption?
- What risks arise from investments in renewable energy systems in Turkey?
- What perspective opens up on the basis of existing renewable energy potential for a period beyond 2023?

In order to obtain a basis for further consideration of the question, the available technology approaches are first of all explained with regard to their structure. This makes it clear that which components may be manufactured in Turkey, as special support instruments have been set up by the government. A further chapter is devoted to the potential of renewable energy sources with the aim of finding out whether, taking into account plausible scenarios, a full supply of renewable energy to Turkey is possible until about 2050. That includes the fluctuating generation of electrical energy from wind and sun balancing elements such as hydropower, geothermal energy and bioenergy for adaptation to requirements are considered from the perspective of a separate section. Another chapter deals with Turkey's energy market itself, its (legal) regulation and aspects such as electricity demand, power generation and feed-in tariffs.

Finally, the worked out aspects lead to a STEP-analysis with case studies on sociological, technological, economic and political conditions in Turkey, which forms the basis for a

SWOT-analysis. It provides starting points for recommendations for action in order to be as successful as an investor in the Turkish energy market. In conclusion, it can also be stated that Turkey as a whole can be supplied exclusively with renewable energies in the longer term, whereby the process has only begun there and will offer many opportunities for development in the future.

Danksagung

Der Abschluss dieser Arbeit wäre nicht ohne die Unterstützung zahlreicher Menschen aus meinem beruflichen und privaten Umfeld möglich gewesen. Bei ihnen möchte ich mich an dieser Stelle herzlich bedanken.

Einen besonderen Dank schulde ich meinem Betreuer Prof. Dr.-Ing. Otto Carlowitz, der meine Betreuung vorbehaltlos übernommen und durch die kritische Durchsicht und Begutachtung die Qualität dieser Dissertation deutlich erhöht hat. Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. Bernd Sankol für seine Begutachtung. Ebenso sei Dr.-Ing. Dr. rer. nat. Sven Meyer für seine Begutachtung gedankt.

Danken möchte ich auch meinen Kollegen Frau Aylin Fatma Sahin und Herrn Ergün Yildirim in MAN Türkei. Besonders danken möchte ich Frau Züleyha Kuzu. Sie standen mir mit Rat und Tat zu Seite. Mein ganz besonderer Dank gilt auch den Mitarbeitern der Stiftung für Migrationsstudien (GAV), die meine Forschungsaufenthalte unterstützt haben.

Ich möchte mich auch bei Herrn Aziz Ünal von dem Energieministerium der Türkei bedanken. Herr Aziz Ünal hat mir ermöglicht, diese Dissertation unter Zuhilfenahme von Ressourcen und im stetigen Austausch mit erfahrenen und fachkundigen Kolleginnen und Kollegen der jeweiligen Ministerämter der Türkei anzufertigen.

Schließlich möchte ich von Herzen all denen meinen Dank aussprechen, die mich in diesem doch oft schwierigen Arbeitsprozess begleitet, mich unterstützt und immer wieder motiviert haben. Dazu gehören meine zwei Tochter und meine Frau sowie die vielen Freundinnen und Freunde, die, wenn sie diese Zeilen lesen, sicherlich wissen, dass sie gemeint sind. Gewidmet ist die Arbeit in diesem Sinne all denen, die immer wieder nach ihr gefragt haben.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	5
Abstract.....	7
Danksagung	9
Inhaltsverzeichnis	10
Symbol- und Abkürzungsverzeichnis.....	13
Abbildungsverzeichnis	16
Tabellenverzeichnis	22
Formelverzeichnis	24
1.Einleitung	25
1.1. Aufgabe.....	25
1.2. Zielsetzung und Vorgehen	26
2.Erneuerbare Energien	28
2.1. Wasserkraft	28
2.1.1. Grundlagen	28
2.1.2. Komponenten und Technologien.....	29
2.1.3. Anwendungsbeispiele.....	32
2.2. Windenergie.....	34
2.2.1. Grundlagen	34
2.2.2. Komponenten und Technologien.....	36
2.2.3. Anwendungsbeispiele.....	39
2.3. Sonnenenergie.....	41
2.3.1. Grundlagen	41
2.3.2. Komponenten und Technologien.....	44
2.3.3. Anwendungsbeispiele.....	53
2.4. Geothermie.....	54
2.4.1. Grundlagen	54

2.4.2.	Komponenten und Technologien.....	56
2.4.3.	Anwendungsbeispiele.....	61
2.5.	Bioenergie.....	63
2.5.1.	Grundlagen	63
2.5.2.	Komponenten und Technologien.....	65
2.5.3.	Anwendungsbeispiele.....	72
3.	Erneuerbare Energien in der Türkei	75
3.1.	Geografische Lage	76
3.2.	Wasserkraft in der Türkei	81
3.3.	Windenergie in der Türkei.....	91
3.4.	Sonnenenergie in der Türkei.....	97
3.5.	Geothermie in der Türkei.....	104
3.6.	Bioenergie in der Türkei	110
4.	Der Energiemarkt in der Türkei.....	114
4.1.	Die Energieregulierung.....	115
4.2.	Erzeugung und Verbrauch	119
4.3.	Die Einspeisevergütung	126
5.	STEP-Analyse Türkei: Fallstudien.....	129
5.1.	Fallstudie I: Soziologische Analyse.....	130
5.1.1.	Werte und Normen	130
5.1.2.	Gesellschaftsschichten.....	131
5.1.3.	Bildung in der Türkei	134
5.1.4.	Sprache und Religion	140
5.2.	Fallstudie II: Technologische Analyse.....	143
5.2.1.	Forschung und Entwicklung.....	143
5.2.2.	Informations- und Kommunikationstechnologie.....	148
5.2.3.	Logistik.....	151

5.3. Fallstudie III: Ökonomische Analyse	157
5.3.1. Außenhandel Import / Export	157
5.3.2. Bruttoinlandsprodukt	162
5.3.3. Arbeitslosenquote / Lohnkosten	165
5.3.4. Inflation	170
5.3.5. Wechselkursentwicklung	172
5.4. Fallstudie IV: Politische Analyse	174
5.4.1. Aktuelle politische Situation in der Türkei	174
5.4.2. Türkei und EU	178
6. Marktchancen und Risiken Erneuerbare Energien in der Türkei	181
6.1. Marktchancen für die Investition Erneuerbare Energien	181
6.2. Markthemmnisse und Risiken Erneuerbare Energien	183
6.3. SWOT-Analyse für die Investition Erneuerbare Energien in der Türkei	185
7. Erneuerbare Energien zur Verringerung von Treibhausgasen in der Türkei	189
8. Ausgleichszenario Erneuerbarer Energien in der Türkei	190
8.1. Geothermie und Bioenergie als Ausgleichselemente in der Türkei	191
8.2. Base-Case-Szenario	193
8.3. Worst-Case-Szenario	201
8.4. Best-Case-Szenario	204
8.5. Perspektiven Base-Case-Szenario für eine Gesamtversorgung mit Erneuerbarer Energien	207
9. Resümee und Handlungsempfehlungen	210
9.1. Resümee	210
9.2. Handlungsempfehlungen	212
9.3. Ausblick	213
Literaturverzeichnis	215
Anhang	224

Symbol- und Abkürzungsverzeichnis

Lateinische Zeichen

a	Annus
bzw.	Beziehungsweise
cbm	Kubikmeter
ca.	cirka
DWT	deadweight tonnage
Gew.	Gewicht
GuD	Gas und Dampfturbinenprozess
h	Hours
h/a	Stunden pro Jahr
ha	Hektar
i.d.R	in der Regel
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
km ²	Quadratkilometer
km	Kilometer
l	Liter
m/s	Meter pro Sekunde
Mio.	Millionen
Mrd	Milliarden
WÄ	Wohnungsäquivalenten
MTÖE	Millionen Tonnen Öleinheit
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
OW	Oberwasser
ÖE	Öleinheit
p.a.	per anno
t	Tonne
Therm	Thermisch
TEU	Zwanzig Fuß Container (Twenty-foot Equivalent)

TL	Türkisch Lira
TÖE	Tonnen Öleinheit
TWh	Terawattstunde
UW	Unterwasser
YTD	Year to Date
z. B.	zum Beispiel

Chemische Zeichen

CO ²	Kohlendioxid
H ₂	Wasserstoff

Abkürzungen

AK-Partei	Partei für Gerechtigkeit und Entwicklung (Adalet ve Kalkınma Partisi)
ALES	Hochschulaufnahmeprüfung für das Master-Studium (Akademik Lisansüstü Eğitim Sınavı)
BIP	Bruttoinlandprodukt
BHKW	Blockheizkraftwerken
BTL	Biomass-to-liquid
BTYK	Hohen Rates für Wissenschaft und Technologie
CSP	Concentrated Solar Power
Diyanet Baskanligi)	Präsidium für Religiöse Angelegenheiten (Diyanet İşleri)
DSI	Wasseramt der Türkei
EU	Europäische Union
EPC	Planung, Beschaffung und Bau (Engineering, Procurement and Construction)
EPDK	Die Regulierungsbehörde für den Energiemarkt Türkei
EPIAS	Betrieb der Energiemärkte Aktiengesellschaft Türkei
EUAS	Staatlicher Türkischer Energieversorger
FAME	Fatty acid metyl ester
F&E	Forschung und Entwicklung

FT	Fischer-Tropsch
FTS	Fischer-Tropsch-Synthese
HDR	Hot-Dry-Rock
KMU	Kleiner und Mittlerer Unternehmen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KIT	Karlsruher Institut für Technologie
MEB	Ministerium für Nationale Erziehung (Milli Eğitim Bakanlığı)
MWIT	Ministerium für Wissenschaft, Industrie und Technologie
MTA	Generaldirektorat für Rohstoffforschung und –suche
NATO	Das nordatlantische Verteidigungsbündnis (North Atlantic Treaty Organization)
OECD	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (Organisation for Economic Co-operation and Development)
ORC	Organic Rankine Cycle
SGK	Sozialversicherungsanstalt der Türkei (Sosyal Güvenlik Kurumu)
TBMM	Große Nationalversammlung der Türkei (Türkiye Büyük Millet Meclisi)
TEK	Ehemaliger Staatlicher Türkischer Elektrizitätsgesellschaft
TEAS	Ehemaliger Staatlicher Türkischer Elektrizität Aktiengesellschaft
TEDAS	Staatlicher Türkischer Elektrizitätsverteilung Aktiengesellschaft
TEİİS	Türkischen Netzübertragungsbetreiber
TTGV	Türkische Stiftung für Technologieentwicklung
TÜBİTAK	Wissenschaftlicher-Technologischer Forschungsrat Türkei
TÜİK	Statistikamt der Türkei
VPI	Verbraucherpreisindex
WTO	Welthandelsorganisation
YEKA	Sonderzonen für Erneuerbare Energien (Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı)
YÖK	Türkische Hochschulrat (Yüksek Öğretim Kurulu)

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Physikalische Zusammenhänge in einer Wasserkraftanlage [6].	30
Abbildung 2 Zusammenstellung verschiedener Turbinentypen: a) Francisturbine, b) Kaplan- turbine, c) Peltonturbine, d) Ossbergerturbine [8].	31
Abbildung 3 Beispielanlage Laufwasserkraftwerk [8].	32
Abbildung 4 Beispielanlage Speicherkraftwerk mit Pumpspeicherfunktion [8].	33
Abbildung 5 Holländer-Windmühle (Links), Westernrad (Rechts) [8].	34
Abbildung 6 Nutzung der Windenergie. Links: Widerstandsläufer, Mitte: Auftriebsläufer, Rechts: Entstehung des Auftriebs [4].	37
Abbildung 7 Prinzipskizze einer Windkraftanlage, links: mit Getriebe und Generator, rechts: mit einem Ringgenerator [17].	37
Abbildung 8 Beispielwindpark für die Onshore-Windenergieanlagen [9].	40
Abbildung 9 Beispielwindpark im Offshorebereich [11].	41
Abbildung 10 Aufbau einer Solarzelle [16]	44
Abbildung 11 Typen der Solarzellen [16]	45
Abbildung 12 Typischer Aufbau eines Photovoltaikmoduls [8]	46
Abbildung 13 Schematische Darstellung der Komponenten Photovoltaikanlage	47
Abbildung 14 Schematischer Aufbau eines Flach- und eines Vakuumröhrenkollektors [17]	48
Abbildung 15 Flachkollektor mit wesentlichen Bauteilen und verwendeten Materialien [6]	49
Abbildung 16 Systeme zur Strahlungskonzentration [8]. a) Parabolrinne, b) Paraboloid, c) Tragkollektor, d) CPC-Kollektor, e) Fresnel-Kollektor, f) Turmkraftwerk mit Heliostatenfeld.....	50
Abbildung 17 Parabolrinnenkollektoren im thermischen Solarkraftwerk [11]	50
Abbildung 18 Fresnelkollektoren thermische Solarkraftwerk [11]	51
Abbildung 19 Solarturm-Kraftwerk mit Heliostatenfelder Spanien [11]	52
Abbildung 20 Dish-Stirling-System als thermisches Solarkraftwerk [11]	53
Abbildung 21 oberflächennahe Geothermie mit Wärmepumpenanlage [4].	56
Abbildung 22 Aufbau eines geothermischen Kraftwerks mittels tiefer Geothermie [4].	57
Abbildung 23 Prinzipbild einer Absorptionswärmepumpe [6]	59

Abbildung 24 Schematischer Aufbau einer Tiefbohranlage [6].....	60
Abbildung 25 Konzept einer kombinierten geothermischen Strom- und Wärmebereitstellung [6].....	61
Abbildung 26 Beispielanlage für die oberflächennahe Geothermie für die Wärmenutzung Mehrfamilienhaus [20]	62
Abbildung 27 Beispielanlage für tiefe Geothermie im Großraum München [21].....	63
Abbildung 28 Verbrennungssysteme für große Biomassefeuerungen [8].....	66
Abbildung 29 Komponenten der stationären und zirkulierenden Wirbelschichtfeuerung [8]	67
Abbildung 30 Schema eines Biomasse-Heizkraftwerks mit ORC-Prozess [8].....	68
Abbildung 31 Schematischer Aufbau einer Biogasanlage [8].....	68
Abbildung 32 Technologiepfade der Biogasnutzung [8]	69
Abbildung 33 Gewinnung von Pflanzenöl [8].....	70
Abbildung 34 Verfahrenstechnologie für BtL-Kraftstoffe nach dem KIT-Verfahren [25]	71
Abbildung 35 Verschiedene Verfahrenswege zur Biokraftstoffherstellung [25].....	72
Abbildung 36 Wandlungsketten für Bioenergie [8]	73
Abbildung 37 Strohpyrolyseanlage (Versuchsanlage) für die kombinierte Erzeugung von Wärme und Strom (KWK Heizkraftwerk Haslev/Dänemark) [25].....	74
Abbildung 38 Beispielanlage für BtL in Freiberg, Deutschland Choren Fuel GmbH & Co. KG [29].....	75
Abbildung 39 Geographische Lage und Topographie der Türkei [30]	76
Abbildung 40 Provinzen der Türkei [32]	77
Abbildung 41 Regionen der Türkei [32]	78
Abbildung 42 Nachbarländer der Türkei [32]	78
Abbildung 43 Regenmenge Türkei [32].....	80
Abbildung 44 Durchschnittliche Luftfeuchtigkeit Türkei [32]	80
Abbildung 45 Sonnenscheindauer Türkei [32].....	81
Abbildung 46 Erdbebenrisiko in der Türkei [32]	81
Abbildung 47 Entwicklung Installierte Leistung Wasserkraft Türkei 2005-2016 [38] (eigene Darstellung)	82
Abbildung 48 Ausbau der Talsperrenkraftwerke und Flusskraftwerke bis Mai 2017 [35].	83
Abbildung 49 Die Atatürk-Wasserkraftanlage mit einer Leistung von 2.405 MW und 8 Francis-Turbinen (Hochdrucksysteme) [36]	85

Abbildung 50 Wasserkraftanlagen auf dem Euphrat [36]	85
Abbildung 51 Entwicklung der Errichtung von Wasserkraftwerken durch privaten Firmen [39] (eigene Darstellung).....	88
Abbildung 52 Ausbau der Leistung von Wasserkraftanlagen bis 2023 [36] (eigene Darstellung)	89
Abbildung 53 Anzahl der noch zu installierende Wasserkraftanlagen bis 2023 [39] (eigene Darstellung)	89
Abbildung 54 Ausbau der Leistung von Wasserkraftanlagen durch den Staat und privaten Firmen bis 2023 [39] (eigene Darstellung).....	90
Abbildung 55 Entwicklung Windkraft Türkei 2005-2016 [38] (eigene Darstellung).....	92
Abbildung 56 Ausbau der lizenzierten (orange) und lizenzfreien (blau) Windkraftanlagen bis Mai 2017 [35]	93
Abbildung 57 Windkarte der Türkei [34].....	94
Abbildung 58 Bevorzugte Provinzen für Windenergie in der Türkei (in grüner Farbenskala, dunkelgrün mit der höchsten Windstärke) [36]	94
Abbildung 59 Das Soma Windkraftwerk mit 240 MW Leistung (169 Enercon Windturbinen) [36]	95
Abbildung 60 Erwarteter Ausbau der Leistung von Windkraftanlagen bis 2023 [36] (eigene Darstellung)	96
Abbildung 61 Solarturm-Kraftwerk von der Firma Greenway im Provinz Mersin [44].....	98
Abbildung 62 Entwicklung lizenzfreie Photovoltaikanlagen Türkei 2013-2016[38] (eigene Darstellung)	99
Abbildung 63 Anzahl der lizenzfreien Photovoltaikanlagen bis März 2017 [35]	100
Abbildung 64 Ausbau der Leistung an lizenzfreien Photovoltaikanlagen bis März 2017 [35]	100
Abbildung 65 Sonnenkarte der Türkei mit jährlicher Strahlungsintensität [45]	101
Abbildung 66 Sonderzone Karapınar (YEKA) mit einer Kapazität von 1.500 MW [36].	103
Abbildung 67 Ausbau der Leistung von Photovoltaikanlagen bis 2023 [36] (eigene Darstellung)	103
Abbildung 68 Geothermie Karte der Türkei [46].....	105
Abbildung 69 Entwicklung installierter Kapazität der Geothermie-Kraftwerke in der Türkei von Januar 2012 bis Mai 2017 [35]	107
Abbildung 70 Efeler Geothermiekraftwerk mit 115 MW elektrischer Leistung [36]	108

Abbildung 71 Ausbau der Leistung von Geothermiekraftwerke bis 2023 [36] (eigene Darstellung)	109
Abbildung 72 Entwicklung der installierten Kapazität von Biogasanlagen zur Stromerzeugung von Januar 2012 bis Mai 2017 [35]	112
Abbildung 73 Deponiegasanlage Odayeri mit 34 MW elektrischer Leistung [36]	113
Abbildung 74 Strukturelle Veränderungen für einen liberalisierten Strommarkt [57]	117
Abbildung 75 Gesetzgebung für Erneuerbarer Energien in der Türkei [45] (eigene Darstellung)	118
Abbildung 76 Stromerzeugung nach Energieträgern in der Türkei in 2016 [37] (eigene Darstellung)	120
Abbildung 77 Entwicklung der installierten Stromleistung von Primärenergieressourcen in der Türkei 2005-2016 [38] (eigene Darstellung)	121
Abbildung 78 Beitrag zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in der Türkei 2016 [38] (eigene Darstellung)	122
Abbildung 79 Zusammenstellung der Entwicklung installierte Kapazität und Stromerzeugung [38] (eigene Darstellung)	122
Abbildung 80 Aktuelle Kapazität und deren Entwicklung von Januar 2000-Mai 2017 [35]	123
Abbildung 81 Entwicklung der Stromnachfrage bis zum Jahr 2023 ("Hoch Szenario") [38] (eigene Darstellung)	124
Abbildung 82 Ausbau der Leistung von Erneuerbaren Energien bis 2023 [58] (eigene Darstellung)	125
Abbildung 83 Ausbau der Stromleistung bis 2023 [58] (eigene Darstellung)	125
Abbildung 84 Ausbau der Stromerzeugung bis 2023 [58] (eigene Darstellung)	126
Abbildung 85 Bevölkerungsentwicklung der Türkei [3] (eigene Darstellung)	132
Abbildung 86 Zugehörigkeit zu den Ethnien im Jahr 2016 [23]	133
Abbildung 87 Ethnische Bevölkerungsgruppen auf der Landkarte der Türkei [61]	134
Abbildung 88 Bildungssystem der Türkei [62]	137
Abbildung 89 Religionszugehörigkeit der türkischen Bevölkerung [65]	141
Abbildung 90 Entwicklung des Anteils der Forschung und Entwicklung am Bruttoinlandsprodukt 2003-2015 [3]	144
Abbildung 91 Verlauf der Ausgaben für Forschung und Entwicklung in der Türkei [3] (eigene Darstellung)	145

Abbildung 92 Forschung und Entwicklung Ausgaben nach Finanzierungsquellen in 2015 [3] (eigene Darstellung).....	145
Abbildung 93 Festnetz- und Mobil-Breitband Penetrationsrate der OECD-Länder in 2016 [68] (eigene Darstellung).....	149
Abbildung 94 Mobilfunk Penetrationsrate für EU-Länder in 2016 [68] (eigene Darstellung)	149
Abbildung 95 Schnellstraßen und Autobahnen 2023 (Planungsstand)	154
Abbildung 96 Schienennetz für die Hochgeschwindigkeitszüge 2023 (Planungsstand)	155
Abbildung 97 Trend für das Handelsbilanzdefizit der Türkei [23]	159
Abbildung 98 Anteil des BIP für das Handelsbilanzdefizit [73] (eigene Darstellung)	159
Abbildung 99 Reale Veränderung des Bruttoinlandsprodukts innerhalb der G20 [76]	163
Abbildung 100 Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts 2008-2018 [23]	163
Abbildung 101 Wachstumsraten für die Quartale im Zeitraum von Januar 2016 bis Oktober 2018 [70]	164
Abbildung 102 Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts pro Kopf 2009-2016 [76]	164
Abbildung 103 Reales BIP Wachstum Prognose in % in den OECD-Ländern 2015-2025 [75]	165
Abbildung 104 Entwicklung der durchschnittlichen Inflationsrate im Zeitraum von 2007 bis 2018 [3] (eigene Darstellung)	170
Abbildung 105 Jährliche Veränderung der monatlichen Inflationsrate 2017-2018 [3]	171
Abbildung 106 Dreijährliche Entwicklung der türkischen Lira im Vergleich zum US Dollar [81]	173
Abbildung 107 Dreijährliche Entwicklung der türkischen Lira im Vergleich zum Euro [81]	173
Abbildung 108 Das politische System der Türkei bis 2019 [65]	175
Abbildung 109 Das politische System der Türkei nach der Verfassungsänderung 2017 [65]	177
Abbildung 110 Graphische Darstellung erwarteter Treibhausgasemissionen in der Türkei [84]	190
Abbildung 111 Entwicklung der Stromerzeugung nach dem Base-Case-Szenario 2023-2050 (eigene Darstellung)	199
Abbildung 112 Ausbau der Leistung nach dem Base-Case-Szenario 2023-2050 (eigene Darstellung). Zahlenangaben in MW.	200

Abbildung 113 Entwicklung der Stromerzeugung nach dem Worst-Case-Szenario 2023-2050 (eigene Darstellung)	202
Abbildung 114 Ausbau der Leistung nach dem Worst-Case-Szenario 2023-2050 (eigene Darstellung). Zahlenangaben in MW.	203
Abbildung 115 Entwicklung der Stromerzeugung nach dem Best-Case-Szenario 2023-2050 (eigene Darstellung)	205
Abbildung 116 Ausbau der Leistung nach Best-Case-Szenario 2023-2050 (eigene Darstellung). Zahlenangaben in MW.	206
Abbildung 117 Stromerzeugung nach dem Base-Case-Szenario in der Türkei im Jahr 2050 (eigene Darstellung)	208
Abbildung 118 Entwicklung der Stromnachfrage und Stromerzeugung nach dem Base-Case-Szenario (2023-2050) (eigene Darstellung)	209

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Charakteristische Kennzahlen für Onshore-Windkraftanlagen [6]	39
Tabelle 2 Charakteristische Kennzahlen für Offshore-Windkraftanlagen [6].....	40
Tabelle 3 Typische Anwendungsbereiche von Photovoltaikanlagen [6]	54
Tabelle 4 Klima-Tabelle der Türkei [34]	79
Tabelle 5 Die zwanzig größten Wasserkraftanlagen in der Türkei [36] (eigene Darstellung)	84
Tabelle 6 Installierte Wasserkraftwerke in der Türkei mit Standort, Leistung und Stromerzeugung [39] (eigene Darstellung)	87
Tabelle 7 Die größten zwanzig Windkraftwerke in der Türkei [36] (eigene Darstellung) .	95
Tabelle 8 Sonnenenergiepotenzial nach Regionen [45]	101
Tabelle 9 Potenzielle Standorte von Fernwärmesystemen mit geothermischen Quellen [47] (eigene Darstellung)	106
Tabelle 10 Die zehn größten Geothermiekraftwerke in der Türkei [36] (eigene Darstellung)	108
Tabelle 11 Die zehn größten Biogasanlagen in der Türkei [36] (eigene Darstellung).....	112
Tabelle 12 Privatisierte regionale Distributionsnetze für elektrische Energie in der Türkei [56] (eigene Darstellung).....	116
Tabelle 13 Entwicklung der installierten Stromleistung 2005-2016 [38] (eigene Darstellung)	121
Tabelle 14: Zusatzvergütungen für den heimischen Beitrag [45]	129
Tabelle 15 Entwicklung des Internetmarktes 2010-2016 [68] (eigene Darstellung).....	150
Tabelle 16 Außenhandelsstatistik der Türkei (2010-2018) [3] (eigene Darstellung).....	158
Tabelle 17 Die wichtigsten Exportproduktgruppen 2016 [3] (eigene Darstellung)	160
Tabelle 18 Die Hauptexportmärkte 2016 [3] (eigene Darstellung).....	161
Tabelle 19 Die wichtigsten Importmärkte 2016 [3] (eigene Darstellung).....	161
Tabelle 20 Entwicklung der Arbeitsmarktkennzahlen in der Türkei [3] (eigene Darstellung)	166
Tabelle 21 Durchschnittliche Bruttojahreslöhne nach ausgewählten Positionen für 2016 [79] (eigene Darstellung).....	168
Tabelle 22 Durchschnittliche Bruttojahreslöhne in Bereich der Produktion für 2016 [79] (eigene Darstellung)	168

Tabelle 23 Sozialversicherungsbeiträge in der Türkei [78] (eigene Darstellung).....	169
Tabelle 24 Wechselkursentwicklung der türkischen Lira im Vergleich zum Euro und zum US Dollar[81] (eigene Darstellung)	172
Tabelle 25 Die Stärken und Schwächen der Türkei (Eigene Darstellung in Anlehnung an die Kapitel 3, Kapitel 4 und Kapitel 5).....	187
Tabelle 26 Chancen und Risiken der Türkei (Eigene Darstellung in Anlehnung an die Kapitel 3, Kapitel 4 und Kapitel 5).....	188
Tabelle 27 Erwartete Treibhausgasemissionen in der Türkei 2018-2030 [84]	189
Tabelle 28 Tabellarische Darstellung der Stromleistung und Stromerzeugung nach dem Base-Case-Szenario 2023-2050 (eigene Darstellung).....	193
Tabelle 29 Tabellarische Darstellung der Stromleistung und Stromerzeugung nach dem Worst-Case-Szenario 2023-2050 (eigene Darstellung).....	202
Tabelle 30 Tabellarische Darstellung der Stromleistung und Stromerzeugung nach dem Best-Case-Szenario 2023-2050 (eigene Darstellung).....	205

Formelverzeichnis

Formel 1: Gleichung zur Berechnung der Stromleistung für Wasserkraft von 2023 bis 2050.	195
Formel 2: Gleichung zur Berechnung der Stromerzeugung für Wasserkraft von 2023 bis 2050.	196
Formel 3: Gleichung zur Berechnung der Stromleistung für Onshore-Windenergie von 2023 bis 2050.	196
Formel 4: Gleichung zur Berechnung der Stromerzeugung für Onshore-Windenergie von 2023 bis 2050.	196
Formel 5: Gleichung zur Berechnung der Stromleistung für Sonnenenergie-Freiflächenanlagen von 2023 bis 2050.	197
Formel 6: Gleichung zur Berechnung der Stromerzeugung für Sonnenenergie-Freiflächenanlagen von 2023 bis 2050.	197

1. Einleitung

1.1. Aufgabe

Wirtschaftliches und industrielles Wachstum sind erfahrungsgemäß mit einem hohen Bedarf an Energie verbunden. Die Globalisierung der wirtschaftlichen Beziehungen, der weltweite Austausch von Waren und Dienstleistungen tragen ebenso dazu bei. Diesen Energiebedarf will die Türkei vermehrt durch Einsatz regenerativer Quellen abdecken, um sich von Rohstoffimporten zu lösen.

Die Stromnachfrage ist aufgrund des hohen Wirtschaftswachstums seit 2002 (mit Ausnahme des Jahres 2009) mit Werten von bis zu 9 % p.a. gestiegen [1]. Durch das zunehmende Wohlstandniveau sowie das weiterhin anhaltende Bevölkerungswachstum von 1,2 % p.a. ist laut Schätzungen des türkischen Netzübertragungsbetreibers TEİAS auch zukünftig mit einem deutlichen Anstieg der Stromnachfrage um rund 6 % p.a. zu rechnen [1]. Um den erwarteten Energiebedarf bedienen zu können und gleichzeitig die hohe Abhängigkeit von externen Erdöl- und Gaszulieferungen zu verringern, hat die türkische Regierung in den letzten Jahren die Weichen für eine breite Liberalisierung des Stromsektors gestellt. Diese Energieträger sind für das Wachstum unverzichtbare Rohstoffe, über die das Land selbst nicht verfügt. Auch sind Energieimporte der Türkei unter anderem ein wesentlicher Grund für das hohe Handelsbilanzdefizit. Vor diesem Hintergrund ist das Bestreben der Türkei verständlicherweise groß, sich unabhängiger von fossilen Brennstoffen zu machen und den Ausbau regenerativer Energien zu forcieren. In diesem Kontext ist insbesondere die Stromgewinnung aus Erneuerbaren Energien bedeutsam.

Aufgrund der oben genannten Aspekte muss die Gewinnung von Erneuerbaren Energien in der Türkei näher betrachtet werden. Es sind dazu mehrere Fragen zu klären: Inwieweit bietet die geografische Lage Möglichkeiten für die Gewinnung erneuerbarer Energien (Wasser, Wind, Sonne, Geothermie, Bioenergie)? Wie gestalten sich die strukturellen Rahmenbedingungen für private Investoren? Welche Gesetze haben zur Stabilisierung des Marktes für erneuerbare Energien beigetragen? Welche weiteren Maßnahmen haben die Bedingungen für den Ausbau Erneuerbarer Energien verbessert (soziologische,

technologische, ökonomische und politische Randbedingungen). Mit diesen und weiteren Fragen soll sich diese Arbeit auseinandersetzen.

1.2. Zielsetzung und Vorgehen

Die Türkei ist für ausländische Investoren ein interessanter Standort und hat in den vergangenen Jahren auch als Folge der Privatisierung zahlreicher Unternehmen den Energiemarkt für ausländische Investoren geöffnet. Der Prozentsatz privater Gesellschaften auf dem Energieerzeugungssektor hat sich von 32 % im Jahr 2002 auf 75 % im Jahr 2015 erhöht[2]. Außerdem hat die türkische Regierung das Ziel, den Anteil an erneuerbaren Energiequellen an der Stromerzeugung des Landes bis 2023 auf 30 % zu erhöhen [2].

Laut türkischem Statistikamt TÜİK zeichnet sich das Land durch eine große junge Bevölkerungsschicht und eine konsumfreudigen Mittelschicht aus [3]. Hierdurch ist das Land zunehmend ein international wichtiger Absatzmarkt. Die Türkei profitiert von Ihrer geographischen Lage, die sich für Anlagen der Erneuerbare Energien sehr gut eignet. Die hohe Sonneneinstrahlung und die große Küstenfläche bieten sich für die Implementation von Solaranlagen und Windräder an. Auf weitere Aspekt wird in den später folgenden Kapiteln näher eingegangen.

Die vorliegende Arbeit hat das Ziel, die Potenziale für Erneuerbare Energien in der Türkei transparent darzustellen und die Entwicklung des türkischen Energiemarkts unter Beobachtung der 2023-Perspektive (hundertster Jahrestag der Gründung Republik) im Hinblick auf die Randbedingungen (Gesetzgebung, Förderungsmaßnahmen etc.) näher zu betrachten. Ferner sollen die Faktoren der soziologischen, technologischen, ökonomischen sowie politischen Rahmenbedingungen analysiert und deren Rolle für eine Investition mit Fallstudien untersucht werden. Damit soll dargelegt werden, welche Risiken und Chancen für eine Investition in Anlagen Erneuerbarer Energien in der Türkei bestehen. Hieraus resultieren abschließend Handlungsempfehlungen.

Die Dissertation setzt sich aus neun Kapiteln zusammen. Nach dieser Einleitung wird der Stand der Technik im zweiten Kapitel dargestellt, indem eine Zusammenfassung über die

verschiedenen Formen und Techniken zur Gewinnung und Nutzung von erneuerbaren Energien gegeben wird, zunächst ohne Bezug zur Türkei. Dies ist in der gebotenen Ausführlichkeit zu realisieren, um die Anwendungspotenziale der verschiedenen Technologieansätze später einschätzen zu können. Im dritten Kapitel werden dann die vorhandenen Potenziale der verschiedenen Erneuerbaren Energiearten auf dem türkischen Staatsgebiet behandelt.

Es folgt im vierten Kapitel die Beschreibung des türkischen Energiemarktes aus heutiger Sicht von der Energieregulierung bis zu Erzeugung und Verbrauch einschließlich Einspeisevergütungen.

Im fünften Kapitel wird mithilfe einer STEP-Analyse die Türkei mit ihren Randbedingungen in den Fokus genommen. Hier werden mit Fallstudien die soziologischen, technologischen, ökonomischen und politischen Faktoren untersucht und kritisch analysiert.

Das sechste Kapitel leitet die Chancen und Risiken für den möglichen Markteintritt z. B. eines Investors mit Hilfe einer SWOT-Analyse ab. Basis bilden die im dritten, vierten und fünften Kapitel gewonnenen Erkenntnisse. Im siebten Kapitel wird dann perspektivisch der Beitrag Erneuerbarer Energien zur Verringerung von Treibhausgasen in der Türkei dargelegt. Im achten Kapitel folgen schließlich Zukunftsszenarien, die in der Türkei eine Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien ermöglichen können.

Im letzten Kapitel werden die gewonnenen Erkenntnisse zusammengefasst und im Ausblick konkrete Handlungsempfehlungen auf die Investition in Erneuerbare Energien in der Türkei abgeleitet.

Das Thema Erneuerbare Energien ist in der Türkei noch als sehr jung zu bezeichnen. Daher basiert diese Dissertation auch auf Quellen wie Zeitungen, Zeitschriften und dem Internet, zumal dies „sehr zeitnahe Medien“ sind. Es fließen somit viele relevante aktuelle Informationen in die Ausarbeitung ein.

2. Erneuerbare Energien

Der weltweite Energiebedarf (elektrische Energie, Wärme, Prozesse) wird heute zu über 80 % durch die Verbrennung der fossilen Energieträger Kohle, Rohöl und Naturgas gedeckt [4]. Aufgrund der wachsenden Weltbevölkerung und dem steigenden Bedarf an Energie durch die Entwicklungs- und Schwellenländer resultiert eine höhere Nachfrage, welche dann zu einer schnelleren Verknappung der fossilen Energieträger führt.

Generell gibt es drei Energieformen: Fossile Energien, Kernenergie und Erneuerbare Energien. Diese Energieformen bezeichnet man als Primärenergien [4]. Fossile Energien sind zum Beispiel Erdöl, Erdgas, Stein- und Braunkohle [4]. Diese Energien werden später in Strom oder Treibstoff (Benzin, Diesel oder Kerosin) umgewandelt, die als Sekundärenergien bezeichnet werden [4]. Fossile Energien sind erschöpfliche Energieträger, da sie sich nicht wieder regenerieren. Kernenergie gehört auch zu dieser Energieform, die nach fossilen Energien unser Hauptenergielieferant ist. Bei der Kernenergie entsteht während der elektrischen Energieerzeugung kein Kohlendioxid [4]. Hier bestehen jedoch andere Herausforderungen. Einerseits entsteht bei der Spaltung von Uran starke radioaktive Strahlung, die schädlich für den Menschen ist. Andererseits resultieren durch die abgebrannten Uranstäbe radioaktive Abfälle, deren finale Entsorgung mit Ausnahme einer Langzeitablagerung noch offen ist.

Im Gegensatz zur fossilen Energie und Kernenergie stehen Erneuerbare Energien unerschöpflich zur Verfügung und werden aus den in der Natur stetig stattfindenden Prozessen gewonnen [6]. Hierzu zählen Wasserkraft, Windenergie, Sonnenenergie, Geothermie und Bioenergie, die in den nächsten Abschnitten näher dargestellt werden.

2.1. Wasserkraft

2.1.1. Grundlagen

Wasserkraft ist eine der ältesten erneuerbaren Erzeugungsformen und liefert seit dem 19. Jahrhundert Elektrizität. Durch eine große Fallhöhe besitzt Wasser eine potenzielle

Energie, die in kinetische Energie umgewandelt wird. Bis zur Erfindung der Dampfmaschine stellten die Wasserkraftanlagen mechanische Energie für den Betrieb von z. B. Mühlen, Hammerwerken und Sägewerken zur Verfügung.

Weltweit werden 18 % der elektrischen Energie mit Wasserkraftwerken erzeugt [5]. Die größten Wasserkraftkapazitäten sind in China, Brasilien, den USA, Kanada und Russland installiert; in diesen fünf Ländern sind etwa 52 % der insgesamt global vorhandenen Wasserkraftwerksleistung vorhanden [6]. Hierbei verfügt China mit insgesamt 213 GW installierter Leistung über die mit Abstand höchste installierte Kapazität [6]. Danach folgen Brasilien mit 80,7 GW, die USA mit 78 GW und Kanada mit 75,6 GW [6]. Norwegen erreicht beispielsweise nahezu eine Vollversorgung mit Strom aus Wasserkraft [6]. Auf die bestehende Wasserkraftwerksleistung der Türkei wird im nächsten Kapitel näher eingegangen.

Die wesentlichen Vorteile von Wasserkraftanlagen bestehen darin, dass die Energie immer bereit steht und die Anlagen über hohe Laufzeiten verfügen. Als weiterer Vorteil ist der hohe Wirkungsgrad der Energiewandlung zu nennen. Der Wirkungsgrad ist das Verhältnis der Nutzleistung zur aufgewendeten Leistung. Moderne Wasserkraftanlagen haben einen Wirkungsgrad von fast 90 %, Kohlekraftwerke demgegenüber lediglich von der Größenordnung her 40 % und ein modernes Erdgas-Kombikraftwerk etwa 60 % [7].

Es gibt jedoch auch Nachteile von Wasserkraftwerken. Sie können mit großen Eingriffen in die Natur die Ökosysteme beeinflussen, zur Umsiedlung ganzer Ortschaften führen und damit soziale Strukturen verändern. Große Wasserkraftwerke sind weiter relativ teuer.

2.1.2. Komponenten und Technologien

Die Komponenten einer Wasserkraftanlage sind mit ihrem Zusammenwirken in **Abbildung 1** dargestellt.

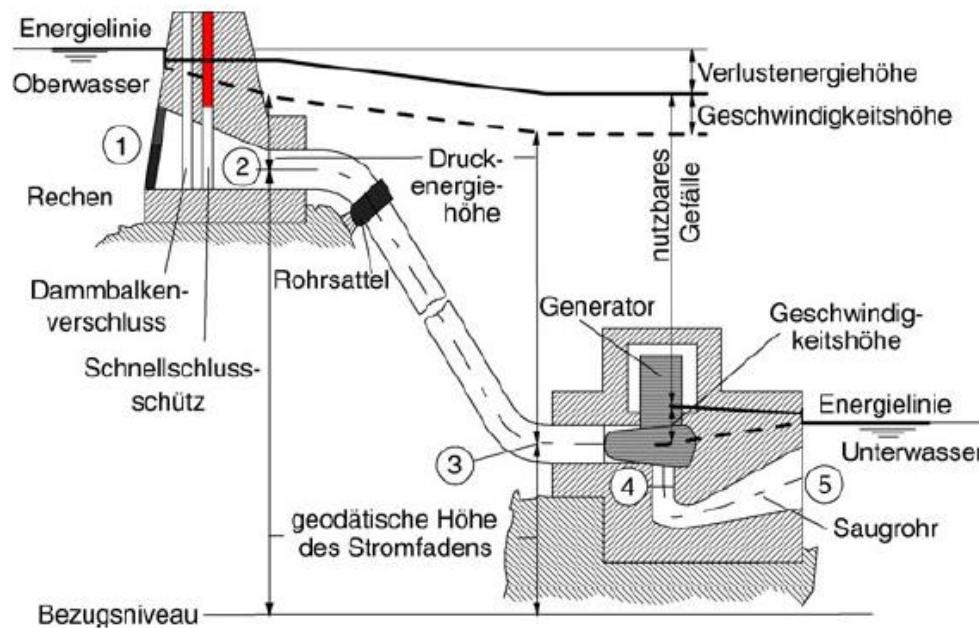


Abbildung 1 Physikalische Zusammenhänge in einer Wasserkraftanlage [6].

Eine Wasserkraftanlage besteht aus fünf Bereichen. Erster Bereich ist das Einlaufbauwerk, das in **Abbildung 1** mit den Nummern 1 und 2 bezeichnet ist. Hier befindet sich ein Rechen, der Schwemmgut filtert. Dort existieren noch ein Dammbalkenverschluss und ein Schnellschlussschütz. Durch den Dammbalkenverschluss wird die Wasserkraftanlage bei Reparaturen abgesperrt. Das Schnellschlussschütz verhindert den Wasserzufluss in die Wasserkraftanlage bei Störungen im System.

Zweiter Bereich ist die Druckrohrleitung (**Abbildung 1**, Nummern 2 und 3). Sie stellt die Verbindung zwischen dem Einlaufbauwerk und der Turbine (Nummer 4) her. Hier entsteht eine Umwandlung von potenzieller Energie in Druckenergie.

Dritter Bereich ist die Turbine, in der die Umwandlung der Druckenergie in mechanische Energie stattfindet. In **Abbildung 1** wird dieser Prozess von Nummer 3 bis Nummer 4 gezeigt. Hier ist die Fallhöhe der entscheidende Parameter für die erzeugbare Leistung. Es gibt verschiedene Typen der Turbinen, die in **Abbildung 2** schematisch dargestellt sind. Sie werden je nach Fallhöhe und weiteren Randbedingungen eingesetzt: Francisturbine, Kaplan-turbine, Peltonturbine und Ossbergerturbine.

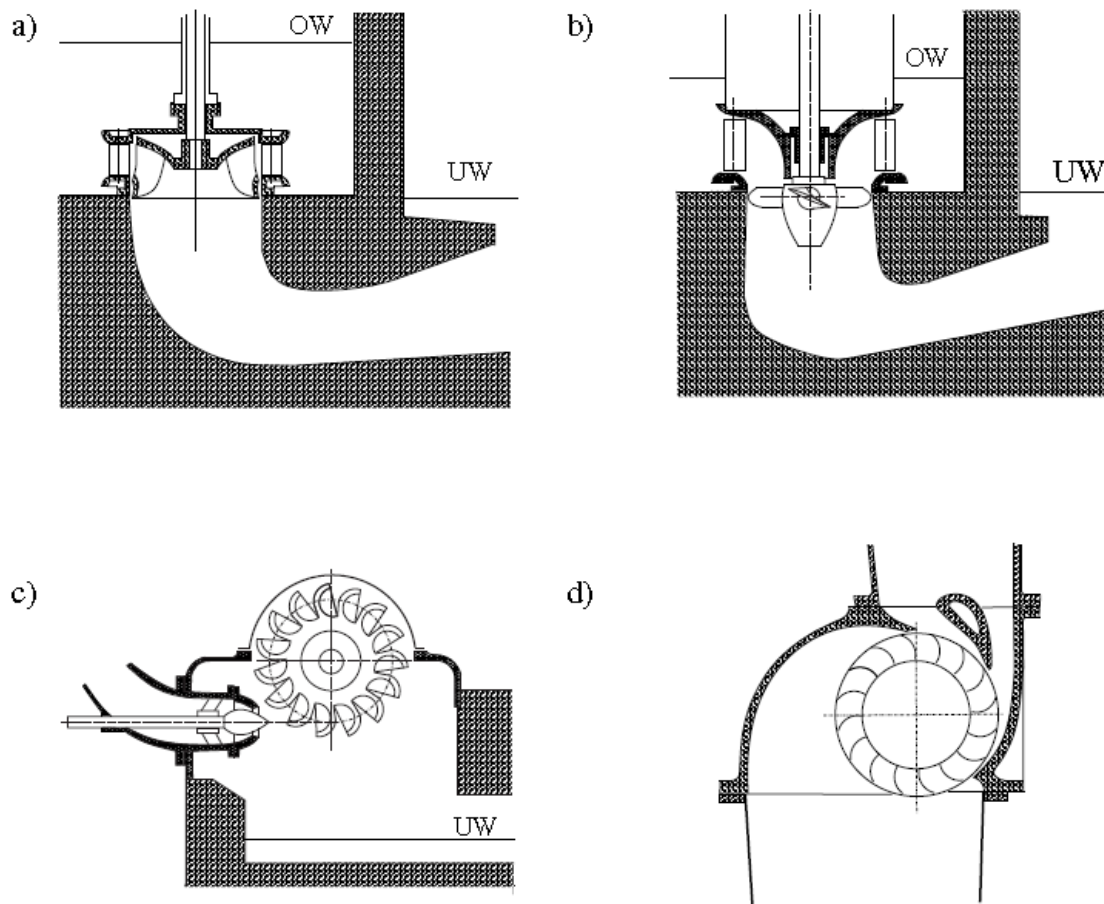


Abbildung 2 Zusammenstellung verschiedener Turbinentypen: a) Francisturbine, b) Kaplanmaschine, c) Peltonmaschine, d) Ossbergerturbine [8].

Die Peltonmaschine und Ossbergerturbine sind sogenannte Gleichdruckturbinen[8], die Francisturbine und Kaplanmaschine Überdruckturbinen [8].

Mit Hilfe eines Saugrohrs besteht die Möglichkeit bei Kaplanmaschinen und Francisturbinen, die nutzbare Fallhöhe optimal auszunutzen. Aufgrund des Saugrohrs verlangsamt sich das Triebwasser und schützt dabei vor dem Eintritt in das Unterwasser. Dadurch wird der Druck am Turbinenausstritt geringer als der Druck, der durch das Unterwasser am Saugrohraustritt verursacht wird. Daraus resultieren geringere Verluste von mechanischer Energie aufgrund von Verwirbelungen. Somit kann die nutzbare Fallhöhe besser ausgenutzt werden.

Vierter Bereich ist der Generator (siehe **Abbildung 1**). Er wandelt mechanische Energie in elektrische Energie um und erzeugt somit die gewünschte Endenergie. Je nach

Anlagenkonfiguration kann zusätzlich ein Getriebe notwendig werden, wenn Turbinen- und Generatordrehzahl voneinander abweichen bzw. wenn beide Komponenten nicht auf einer Achse liegen [6].

Letzter Bereich ist der Auslauf (Nummer 5 in **Abbildung 1**).

2.1.3. Anwendungsbeispiele

Die Anwendungen von Wasserkraftwerken sind vielfältig und zum Teil sehr komplex. Sie werden nach Druckhöhe, Funktionsprinzip und Betriebsweise eingeteilt.

Im Fall von sogenannten Niederdruckkraftwerken liegt die Fallhöhe unter 15 Meter. Sie sind in der Regel mit Kaplanturbinen ausgestattet. Hochdruckkraftwerke verfügen meist über Peltonturbinen, hier liegt die Fallhöhe über 50 Meter.

Als Funktionsprinzipien werden Flusskraftwerke und Talsperrenkraftwerke genannt, die wiederum abhängig von ihrer Betriebsweise in Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke eingeteilt werden.

Laufwasserkraftwerke (oft Flusskraftwerke) nutzen ein fließendes Gewässer und wandeln kinetische in elektrische Energie um.

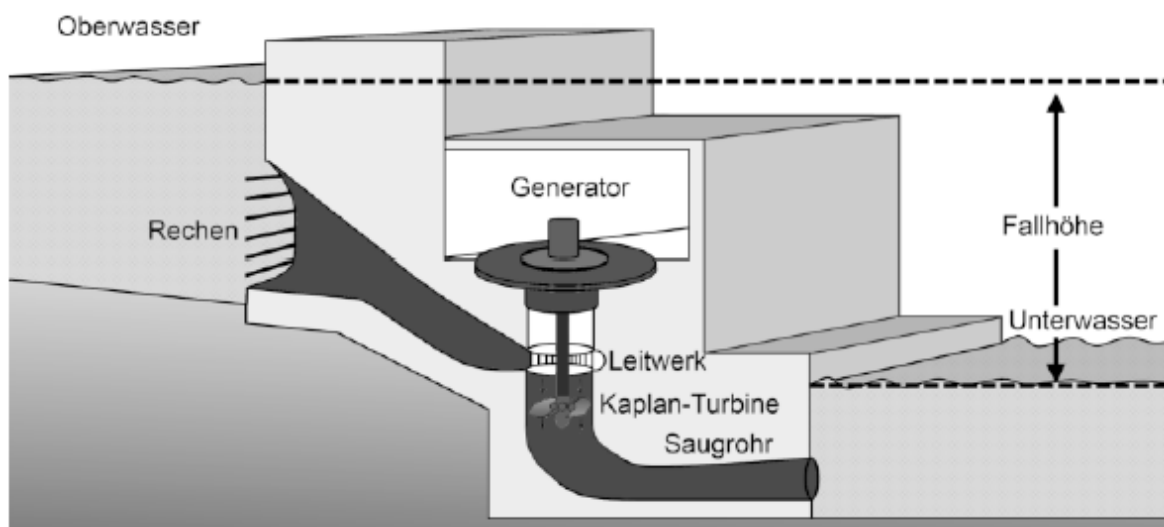


Abbildung 3 Beispielanlage Laufwasserkraftwerk [8].

Bei Laufwasserkraftwerken handelt es sich meistens um Niederdruckanlagen. Sie sind aufgrund ihrer geringen Fallhöhe mit einer Kaplanmaschine (in **Abbildung 3**) ausgerüstet.

Im Unterschied zu Laufwasserkraftwerken verfügen Speicherkraftwerke über ein Speichersee mit aufgestautem Wasser, um Schwankungen der zufließenden Wassermenge auszugleichen. Der Speichersee wird meist künstlich in einem Hochtal angelegt, welches durch Staumauern oder einen Staudamm abgesperrt ist [8]. Dabei handelt es sich meistens um mit Peltonmaschinen ausgerüstete Hochdruckanlagen. Speicherkraftwerke sind nach ihrem Funktionsprinzip in der Regel Talsperrenkraftwerke. Eine Beispielanlage ist in **Abbildung 4** dargestellt.

Bei einem Pumpspeicherkraftwerk wird Wasser aus einem tiefer gelegenen Reservoir in den Speichersee eines Speicherwasserkraftwerkes gefördert [8]. Hierfür benötigt man elektrische Energie, die in potenzielle Energie umgewandelt wird. Somit erfüllt ein Pumpspeicherkraftwerk die Funktion eines elektrischen Energiespeichers. Es besteht grundsätzlich die Möglichkeit, jedes Speicherkraftwerk durch eine Pumpspeicherfunktion zu erweitern. In **Abbildung 4** ist ein Speicherkraftwerk mit einer solchen Erweiterung dargestellt.

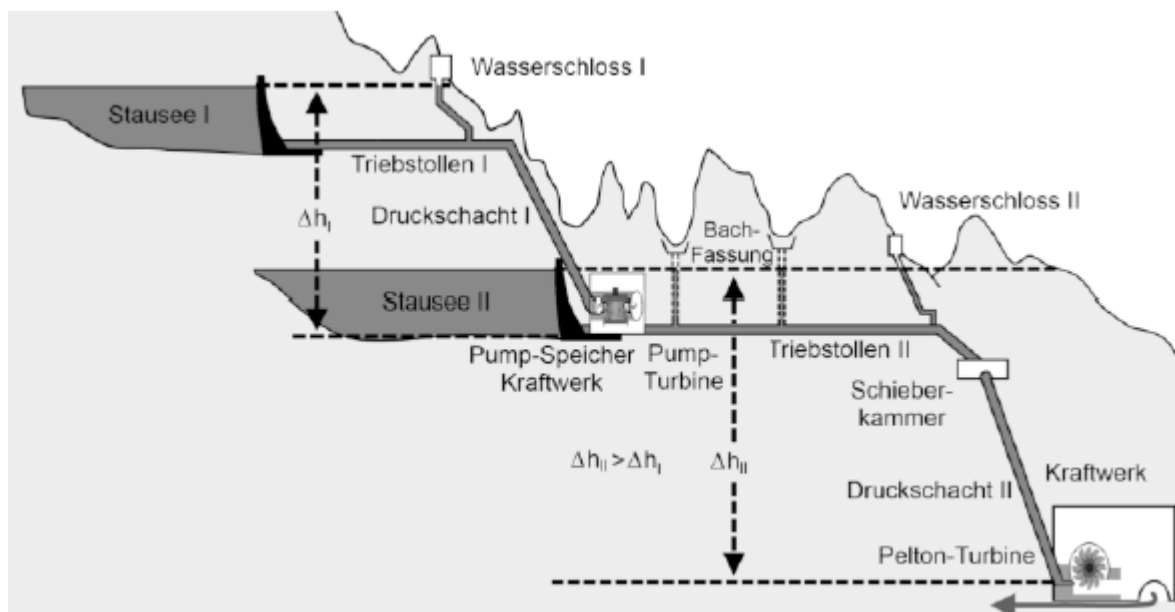


Abbildung 4 Beispielanlage Speicherkraftwerk mit Pumpspeicherfunktion [8].

2.2. Windenergie

2.2.1. Grundlagen

Wie die Wasserenergie ist die Windenergie eine der ältesten Möglichkeiten, mechanische Arbeit durch eine Kraftmaschine verrichten zu lassen. Die Nutzung einfacher Windräder besteht seit dem 6. Jahrhundert im asiatischen Raum, wobei andere Quellen von einem wesentlich früheren Zeitraum ausgehen [8].

In Europa geht die Windkraftnutzung bis auf das 12. Jahrhundert zurück [8]. Wenn man an die Windmühlen denkt, die durch die Strömung auf die Rotorblätter ausgeübte Widerstandskraft angetrieben wurden, um Getreide zu mahlen, kann man sich vorstellen, wie viel Arbeitserleichterung die Windtechnik mit sich brachte. Damals wurden in Europa Bockwindmühlen eingesetzt [8]. Eine Weiterentwicklung dieser Windmühlen sind die bekannten Holländer-Windmühlen **Abbildung 5** (links) [8]. Eine weitere Nutzung der Windenergie ermöglichen die auf dem amerikanischen Kontinent eingesetzten Westernräder ((**Abbildung 5** rechts)). Im Gegensatz zur Holländer-Windmühle besitzen die Westernräder eine selbsttätig arbeitende Regelung, die den Rotor bei zu hohen Windgeschwindigkeiten aus dem Wind dreht und somit vor Überlastung schützt [8].

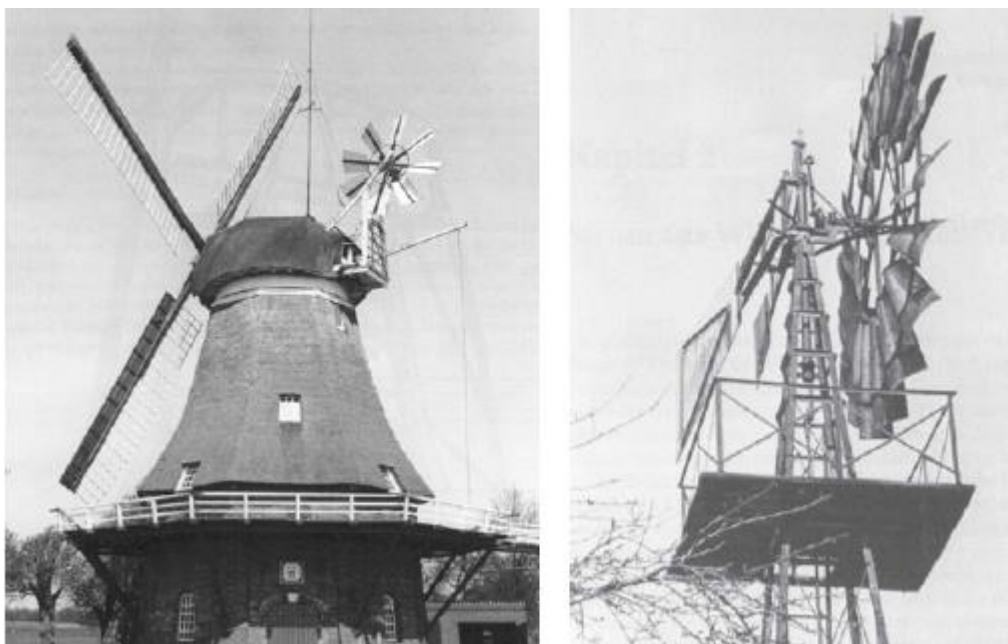


Abbildung 5 Holländer-Windmühle (Links), Westernrad (Rechts) [8].

Ein entscheidender Beitrag für die modernen Windkraftanlagen wurde 1920 und 1926 von Albert Betz geliefert. Nach seiner Theorie wird dem anströmenden Wind dann die meiste Energie entzogen, wenn die Windgeschwindigkeit beim Durchgang durch die Windkraftanlage um genau $\frac{2}{3}$ reduziert wird [4]. Dadurch haben moderne Windkraftanlagen nach dem Betzschen Gesetz einen theoretischen Wirkungsgrad von maximal 59 %. Der Wirkungsgrad ist das Verhältnis von abgegebener gewünschter Leistung zu zugeführter Leistung [4].

Im Durchschnitt produziert eine 2 MW Windkraftanlage in Deutschland ca. 4.000 MWh Strom bei 2.000 Volllaststunden im Jahr. Damit können 1.000 Haushalte mit Strom versorgt werden. Je nach Windkapazität liegt die Amortisationszeit für eine Windkraftanlage bei 5 bis 7 Monaten in Deutschland. Der aus Windenergie gewonnene Strom macht dort etwa ein Drittel der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aus [8]. Damit liefert die Windenergie derzeit den größten Anteil an Erneuerbaren Energien in Deutschland.

Im Jahr 2016 lag die installierte Gesamtleistung der Windenergieanlagen in Deutschland bei 45.911 MW und die Gesamtzahl der installierten Windenergieanlagen bei 27.270 [9]. Somit ergibt sich die durchschnittliche Leistung einer Windenergieanlage von 1.684 kW. Im Jahr 2016 wurde eine Strommenge von rund 65 TWh von Windenergieanlagen in Deutschland eingespeist, was einem Anteil am Stromverbrauch von etwa 11 % in Deutschland entspricht [9]. Außerdem schafft Windenergie Arbeitsplätze. Ende 2014 waren 149.200 Menschen in der Windindustrie beschäftigt [9].

Mit Ablauf des Jahres 2015 waren weltweit 432.419 MW Leistung an Erzeugungskapazität installiert [9]. China führt weltweit mit einer installierten Leistung von 145.104 MW [9]. Die installierte Leistung steigt weltweit jedes Jahr um ca. 20 % [9]. Die Windenergiebranche in Deutschland profitiert davon ebenfalls. Der Exportanteil zugehöriger Anlagentechnik liegt bei über 60 % [9]. Deutschland ist derzeit in Europa im Bereich der Windanlagen führend [9].

Trotz der Möglichkeit einer Energiegewinnung mit geringen Emissionen gibt es auch Argumente gegen Windenergieanlagen. Aufgrund der Zerstörung der Landschaft werden Vogelfluglinien unterbrochen und Vögel sowie Fledermäuse von den Rotorblättern erschlagen. Durch den erzeugten Lärm und Infraschallwellen der Windräder haben die Anwohner auch Sorge um ihre Gesundheit.

Im Gegensatz zu Landanlagen können Offshoreanlagen effizienter betrieben werden, weil größere Flächen und bis zu 40 % - 50 % stärkere Winde gegenüber den Küstenstandorten nutzbar sind.

2.2.2. Komponenten und Technologien

Bei Windenergieanlagen kann zwischen Widerstands- und Auftriebsläufern unterschieden werden (**Abbildung 6**) [4].

Bei Widerstandsläufern bewirkt ein Teil des Rotors einen Antrieb. Der andere Teil läuft dem Wind entgegen. Daher ist entweder die gegenlaufende Hälfte abzudecken oder mit einem deutlich kleineren Widerstandsbeiwert als die angetriebene Rotorblattseite auszuliegen. Es entsteht ein resultierendes antreibendes Drehmoment.

Moderne Windenergieanlagen sind Auftriebsläufer. Die Rotorblätter sind hier nach dem Prinzip eines Flugzeugflügels geformt. Wenn der Flügel in den Wind hineindreht, entsteht an der Flügeloberseite eine höhere Strömungsgeschwindigkeit als an der Flügelunterseite (**Abbildung 6, rechts**). Damit sinkt der Druck an der Oberseite. Durch die resultierende Druckdifferenz zwischen Ober- und Unterseite entsteht eine Kraft, die die Rotorblätter in Bewegung bringt. Somit wird die kinetische Energie des Windes in Rotationsenergie umgewandelt, die an einer Welle abgenommen und genutzt werden kann.

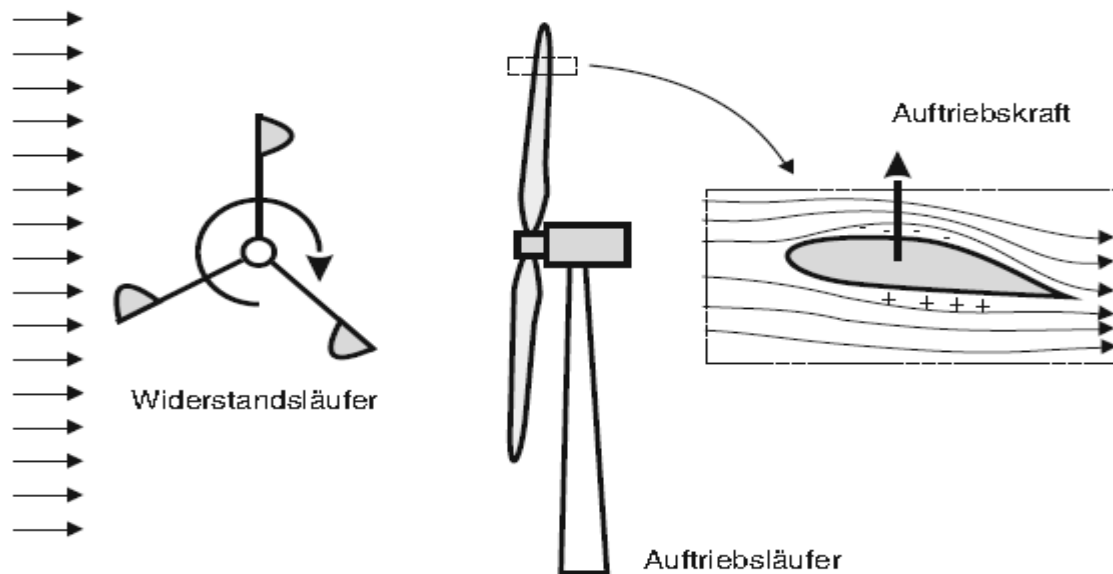


Abbildung 6 Nutzung der Windenergie. Links: Widerstandsläufer, Mitte: Auftriebsläufer, Rechts: Entstehung des Auftriebs [4].

Eine Windkraftanlage setzt sich aus den Komponenten Fundament, Turm, Gondel, Rotor, Antriebsstrang und gegebenenfalls Getriebe zusammen. In **Abbildung 7** wird die schematische Darstellung einer Windkraftanlage mit zwei Varianten gezeigt.

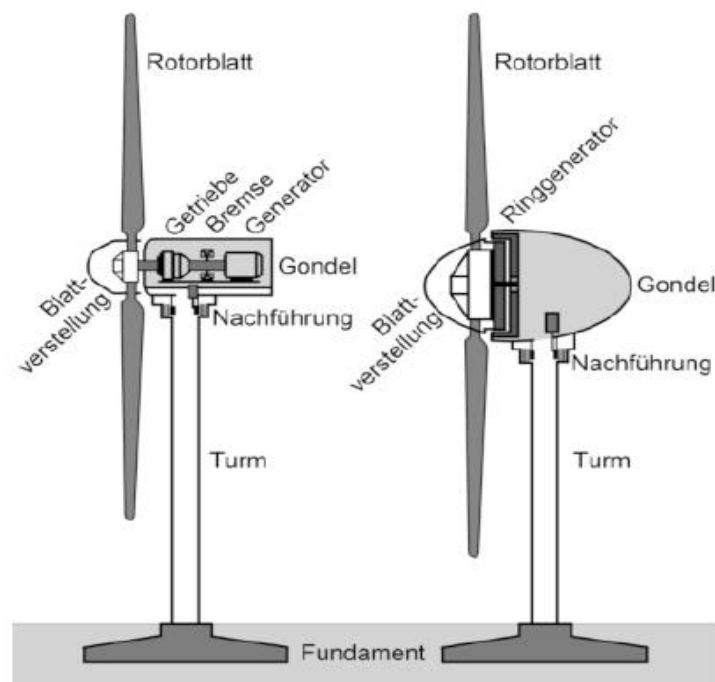


Abbildung 7 Prinzipskizze einer Windkraftanlage, links: mit Getriebe und Generator, rechts: mit einem Ringgenerator [17].

In **Abbildung 7** werden die wesentlichen Komponenten von Windenergieanlagen betrachtet, die einen hohen Anteil an den Gesamtkosten der Anlage ausmachen.

Im Folgenden werden lediglich Windräder mit horizontalen Achsen betrachtet. Auf eine Berücksichtigung von solchen mit vertikalen Achsen (siehe z. B. [17]) wird verzichtet.

Eine bedeutsame Komponente der Windenergieanlagen ist der Antriebsstrang. Hierunter werden die mechanischen Bauteile der Leistungsübertragung vom Rotor bis zum Generator zusammengefasst. Der Antriebsstrang umfasst die Bauteile Rotor mit Rotornabe, Hauptwelle mit Wellenlager, Getriebe (falls vorhanden), Bremse und Generator. Diese Bauteile sind in ein Maschinenhaus integriert, das sich auf der Spitze eines Turms befindet.

Die Gondel ist das Maschinenhaus einer Windkraftanlage. Der Turm ermöglicht eine ausreichende Höhe für eine horizontalachsige Windenergieanlage und überträgt die statischen und dynamischen Belastungen des Rotors, des Triebstrangs und des Maschinenhauses in das Fundament. Darüber hinaus werden im Turm die Kabel für die Stromübertragung und die Steigleiter bzw. der Aufzug untergebracht. Der Turm kann je nach Bauart aus Stahl oder Beton gefertigt sein. Durch das Fundament ist der Turm und damit die gesamte Windkraftanlage im Untergrund verankert.

Der Generator wandelt die durch den Rotor entstehende Bewegungsenergie in elektrische Energie um. Hauptsächlich werden zwei Typen von Generatoren verwendet:

- Synchrongeneratoren
- Asynchrongeneratoren

Synchrongeneratoren besitzen außen einen feststehenden Stator und innen einen beweglichen magnetischen Läufer (Anker), der sich auf der drehbaren Generatorwelle befindet [6]. Wenn die Welle läuft, entsteht durch das umlaufende Magnetfeld im Stator eine Spannung. Im Vergleich zu den Synchrongeneratoren zeichnen sich Asynchrongeneratoren durch eine einfachere Generatorbauform aus. Bei Asynchrongeneratoren werden die im Stator befindlichen Wicklungen ohne mechanisch

verschleißende Verbindungen aus dem Generator in der Ausführung als Kurzschlussläufer herausgeführt, wodurch dieser Generatortyp als wartungsarm zu bezeichnen ist [8].

2.2.3. Anwendungsbeispiele

Im Laufe der Zeit hat sich die Windkraftanlagentechnik sehr stark weiterentwickelt. Windenergieanlagen wurden zu Windparks konzentriert, um die Infrastrukturen zur Installation, Wartung sowie Netzanbindung effizient nutzen zu können. Weiter müssen die Windenergieanlagen einen hinreichenden Abstand zum Siedlungsraum, zu Verkehrsinfrastrukturen und Freileitungstrassen sowie zu unter Natur- und Gewässerschutz stehenden Gebieten aufweisen. Die notwendigen Abstände einzelner Windräder voneinander müssen eingehalten werden. Berücksichtigt man die genannten Bedingungen, sind insbesondere Offshore-Bereiche prädestiniert für Windenergieanlagen oder Windparks.

Onshore-Windenergieanlagen befinden sich meist in einem ländlichen Bereich und lassen sich je nach installierter elektrischer Leistung (typische Klassen: 1,5 MW, 2,5 MW und 3,5 MW) unterscheiden. In **Tabelle 1** sind Kennzahlen von Onshore- Windenergieanlagen für unterschiedliche Leistungsklassen aufgeführt [6]. **Abbildung 8** zeigt einen Beispielwindpark für Onshore-Windenergieanlagen [9].

		1,5 MW-Klasse	2,5 MW-Klasse	3,5 MW-Klasse
Nennleistung	in kW	1 500	2 500	3 500
Rotordurchmesser	in m	82	100	107
Turmhöhe	in m	80	90	100
Verfügbarkeit	in %	97	97	97
Parkwirkungsgrad	in %	93	93	93
Lebensdauer	in a	20	20	20
Volllaststunden ^a	in h/a			
4,5 m/s ^b		1 250	1 200	1 000
5,5 m/s ^b		2 100	2 000	1 700
6,5 m/s ^b		2 900	2 750	2 350

^a unter Berücksichtigung eines Systemwirkungsgrades von 0,87;

^b bezogen auf 50 m Höhe über Grund für typische Standorte in Deutschland.

Tabelle 1 Charakteristische Kennzahlen für Onshore-Windkraftanlagen [6]



Abbildung 8 Beispielwindpark für die Onshore-Windenergieanlagen [9]

Im Gegensatz zur Onshore-Windkraftanlagen befinden sich Offshore-Windenergieanlagen im Küstenvorfeld der Meere. Üblicherweise führen relative gleichbleibende Windbedingungen und hohe durchschnittliche Windgeschwindigkeiten zu einer hohen Auslastung von 3.000 bis 5.000 Volllaststunden. Folglich ist die Nennleistung der Offshore- Windenergieanlagen größer als bei Onshore-Windenergieanlagen. Man kann bei einer mittleren Größe von Offshore-Windenergieanlagen im Regelfall von 50 Windenergieanlagen in einem Windpark ausgehen. In **Tabelle 2** sind die Kennzahlen der Offshore- Windenergieanlagen für die unterschiedlichen Leistungsklassen analog zu den Onshore-Anlagen aufgeführt [6].

		3,6 MW-Klasse	5 MW-Klasse	6 MW-Klasse
Nennleistung	in kW	3 600	5 000	6 000
Rotordurchmesser	in m	120	126	126
Turmhöhe	in m	90	90	90
Verfügbarkeit	in %	93	93	93
Parkwirkungsgrad	in %	92	92	92
Lebensdauer	in a	20	20	20
Volllaststunden ^a	in h/a			
8,5 m/s ^b		3 000	3 100	2 900
9,5 m/s ^b		3 650	3 700	3 500
10,5 m/s ^b		4 150	4 250	4 050

^a unter Berücksichtigung eines Systemwirkungsgrades von 0,79;

^b bezogen auf 50 m Höhe über dem Meeresspiegel bezogen auf Standorte in Deutschland.

Tabelle 2 Charakteristische Kennzahlen für Offshore-Windkraftanlagen [6]

Abbildung 9 vermittelt die Eindrücke eines Beispielwindparks für Offshore-Windenergieanlagen [11]. Die in **Abbildung 9** dargestellte Nebelbildung entsteht zusammen mit einer hohen Luftfeuchtigkeit und mit einem erhöhten Druck [11].



Abbildung 9 Beispielwindpark im Offshorebereich [11]

2.3. Sonnenenergie

2.3.1. Grundlagen

Sonnenenergie ist neben Wasser- und Windenergie die bedeutendste zukünftige erneuerbare Energieart. Im Jahre 1839 wurde der Photovoltaikeffekt von dem französischen Physiker Becquerel entdeckt [12]. Viel später (1954) entwickelten die amerikanischen Wissenschaftler Pearson, Fuller und Chapin die erste Solarzelle aus Silizium, die einen Wirkungsgrad von 5 % erreichte [12].

Drei verschiedene Arten von Solaranlagen lassen sich unterscheiden: Photovoltaikanlagen, thermische Solaranlagen und thermische Solarkraftwerke [4].

Photovoltaikanlagen: Hier wird mit Hilfe von sogenannten Solarzellen die Strahlungsenergie der Sonne in elektrische Energie umgewandelt. Die Solarzelle gilt als eine der elegantesten Energiewandler, da sie die direkte Umwandlung der frei verfügbaren Sonnenstrahlung in eine energetisch hochwertige und in praktisch jede andere Energieform umwandelbare Energie erlaubt [4].

Die Vorteile der Photovoltaikanlagen liegen in der langen Nutzungsdauer, der unbeschränkten Anwendung und den geringen Betriebskosten [13]. Dem stehen hohe Herstellungskosten durch hohe Verluste des Siliziums während der Produktion und ein relativ geringer Umwandlungswirkungsgrad der Sonnenstrahlung gegenüber [13]. In Deutschland gewinnt man im Jahr etwa 1.000 kWh elektrische Energie durch eine Photovoltaikanlage von 1 kW [13]. Je nach Anlagengröße liegt die Amortisationszeit für eine Photovoltaikanlage in Deutschland bei etwa 8 bis 12 Betriebsjahren [13].

Im Jahr 2016 lag die installierte Gesamtleistung der Photovoltaikanlagen in Deutschland bei 41.200 MW bei einer Gesamtanzahl von 1,58 Millionen [13]. Im Jahr 2016 wurde eine Strommenge von rund 38,3 TWh von Photovoltaikanlagen eingespeist, was einem Anteil am Stromverbrauch von etwa 6,5 % in Deutschland entspricht [13]. Außerdem schaffen Photovoltaikanlagen Arbeitsplätze, Ende 2015 waren 31.600 Menschen in der Photovoltaik-Technologie in Deutschland beschäftigt [13].

Ende 2016 waren weltweit 310.000 MW Leistung in Form von Photovoltaikanlagen installiert [14]. China führt weltweit mit einer insgesamt installierten Leistung von 71.300 MW. Die USA und Japan belegen den zweiten Platz [14]. Die installierte Leistung steigt weltweit jedes Jahr um ca. 28 % [14].

Thermische Solaranlagen: Im Vergleich zur Photovoltaik-Technologie wird hier die mit Hilfe von Solarkollektoren eingefangene Solarstrahlung nicht in elektrische Energie, sondern in Wärme umgewandelt. Zentraler Bestandteil des Kollektors ist der Solarabsorber. Die gewonnene Wärme wird in der Regel für die Trinkwassererwärmung oder Raumbeheizung genutzt. Eine weitere Verwendung stellt die solarthermische Klimatisierung dar. Hierbei wird die Wärme für die Gebäudeklimatisierung verwendet. Auch die solare Kühlung ist effizient, wenn Kälte bzw. Kühlung gewünscht wird.

Üblicherweise werden mit teurem Strom betriebene Kompressionskälteanlagen zur Kühlung und Klimatisierung eingesetzt. Thermische Solaranlagen können ausgesprochen diese gut ersetzen, die einen hohen Energiebedarf an Elektroenergie, insbesondere in den Sommermonaten haben [13].

Die Vorteile thermischer Solaranlagen liegen am großen Einsparpotenzial fossiler Primärenergieträger für die Raumheizung bzw. Klimatisierung und die Warmwasserbereitung. Für Gebäude sollten Klimaanlage, welche stark im Sommer genutzt werden, durch thermische Solaranlagen ersetzt werden[13]. Die Wirtschaftlichkeit thermischer Solaranlagen ist nach [13] dann erreicht, wenn die auf die 25 Betriebsjahre bezogenen Gesamtkosten der Solaranlagen geringer sind als die der fossilen Brennstoffkosten.

Im Jahr 2016 liegt die Gesamtleistung der thermischen Solaranlagen in Deutschland bei 13.900 MW und die Gesamtzahl der installierten Anlagen bei 2,24 Millionen [13]. Im Jahr 2016 wurde mit Solarwärme von thermischen Solaranlagen in Deutschland rund 7,5 TWh erzeugt, was eine Einsparung von 190 Millionen Euro an Brennstoffkosten entsprach [13]. Außerdem schaffen thermische Solaranlagen Arbeitsplätze. Ende 2015 lagen die Inlandsumsätze der Solarbranche bei etwa 700 Millionen Euro [13].

Ende 2016 waren weltweit 380.000 MW Leistung in Form von thermischen Solaranlagen installiert [14]. China führt wiederum weltweit bei der insgesamt installierten Leistung gefolgt von Deutschland, der Türkei und Indien [14].

Thermische Solarkraftwerke: Eine dritte Variante der Nutzung von Sonnenenergie sind thermische Solarkraftwerke. Hierbei wird mit Hilfe von Parabolrinnenkollektoren, Solartürmen oder Paraboloidkraftwerken Sonnenenergie in Wärme umgewandelt [8]. Die Wärme wird einer Wärmekraftmaschine zugeführt, die einen Generator antreibt [8].

Thermische Solarkraftwerke sind noch in der Entwicklungsphase. Für Deutschland erweisen sich solche Kraftwerkskonzepte wegen des vergleichsweise geringen Anteils direkter – und damit konzentrierbarer – Solarstrahlung nicht als sinnvoll [4]. Sie kommen eher z. B. in Spanien und den USA zum Einsatz [15].

Ende 2015 war nach Angaben des Renewable Energy Policy Networks für das 21. Jahrhundert eine Kapazität von weltweit 4.755 MW an solarthermischen Kraftwerken installiert [15]. Spitzenreiter waren Spanien (2.300 MW) und die USA (1.738 MW) gefolgt mit deutlichen Abstand von Indien (225 MW), Marokko (180 MW), Südafrika (150 MW) und den Vereinigten Arabischen Emiraten mit dem 100 MW Parabolrinnenkraftwerk „Shams Solar Power Station“ [15].

2.3.2. Komponenten und Technologien

Photovoltaikanlagen: Zentrale Komponenten jeder Photovoltaikanlage sind die Solarzellen. Sie wandeln elektromagnetische Strahlung direkt in elektrische Energie um und liefern einen von der Bestrahlungsstärke abhängigen Energiestrom. **Abbildung 10** zeigt den Aufbau einer Solarzelle [16], die hauptsächlich aus Silizium besteht.

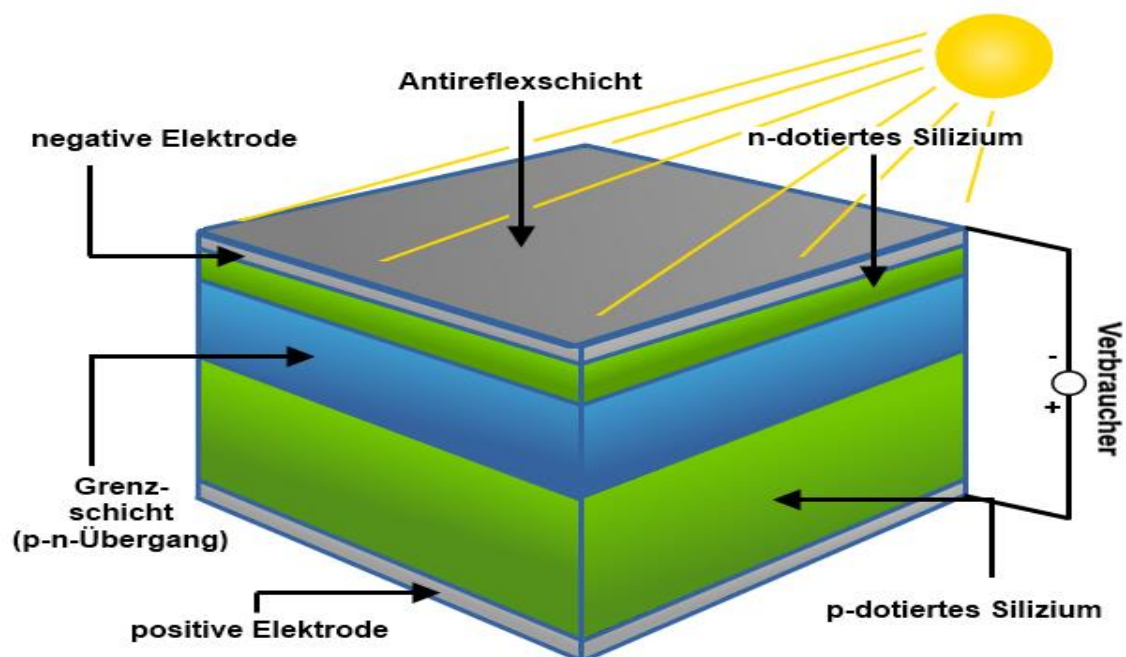


Abbildung 10 Aufbau einer Solarzelle [16]

Abbildung 10 zeigt grüne Schichten mit p-dotiertem und n-dotiertem Silizium. Dotieren bedeutet das Einbringen von Fremdatomen in ein Halbleiterkristall zur gezielten Veränderung der Leitfähigkeit [95]. Zwei der wichtigsten Stoffe, mit denen Silicium dotiert werden kann, sind Bor (3 Valenzelektronen = 3-wertig) und Phospor (5 Valenzelektronen = 5-wertig) [95]. Die Dotierelemente werden in die Gitterstruktur des

Halbleiterkristalls eingebaut, die Anzahl der Außenelektronen bestimmt die Art der Dotierung [95]. Elemente mit 3 Valenzelektronen werden zur p-Dotierung benutzt, 5-wertige Elemente zur n-Dotierung [95]. Der Übergang von der n-dotierten- zur p-dotierten Siliziumschicht wird als p-n-Übergang oder Grenzschicht bezeichnet. Hier werden mit Hilfe eines inneren elektrischen Feldes die positiv geladenen Ladungsträger und die negativ geladenen Elektronen voneinander getrennt. Beide Ladungen bewegen sich frei im Festkörper. Dabei werden durch die Einstrahlung von Licht positive und negative Ladungsträger im Festkörper freigesetzt. Elektronen von p-dotiertem Silizium laufen ins n-dotierte Silizium und die Ladungsträger fließen auf die p-Seite. Über den Vorder- und Rückseitenkontakt wird ein Stromkabel angeschlossen über das der Verbraucher seine elektrischen Geräte betreiben kann. Auf der Solarzelle befindet sich eine Antireflexbeschichtung.

Es gibt verschiedene Typen von Solarzellen: amorphe, monokristalline oder polykristalline Solarzellen. In **Abbildung 11** sind oben eine polykristalline Solarzelle (links) und eine amorphe Zelle (rechts) sowie unten zwei monokristalline Zellen aus hochreinem Silizium dargestellt [16]. Diese Zellen unterscheiden sich vor allem in ihren Wirkungsgraden. Mit monokristallinen Solarzellen können Wirkungsgrade zwischen 19 % und 22 % erzielt werden, wohingegen polykristalline Solarzellen lediglich einen Wirkungsgrad zwischen 15% und 20% aufweisen [96].



Abbildung 11 Typen der Solarzellen [16]

Zum Schutz vor Witterungseinflüssen, zur elektrischen Isolation und der mechanischen Stabilisierung werden die Solarzellen in Modulen versiegelt. Sie sind als Reihenschaltung

miteinander elektrisch verbunden, um die Effektivität des Moduls zu erhöhen. Diese bezeichnet man als String (**Abbildung 12** [8]).

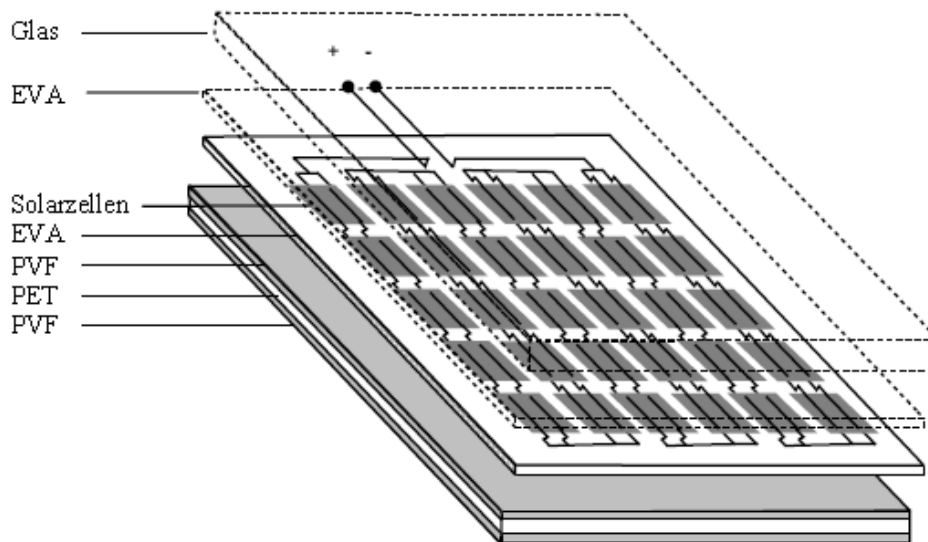


Abbildung 12 Typischer Aufbau eines Photovoltaikmoduls [8]

Abbildung 12 zeigt ein Photovoltaikmodul mit String. String ist in der Abbildung die graue Verschattung. Für die Isolierung und Stabilisierung wird Ethylenvinylacetat (EVA) verwendet. Während der Modulmontage wird der String zwischen zwei Folien des Kunststoffs eingebettet. Der zugehörige Laminationsprozess läuft bei etwa 150 °C ab, so dass eine dreidimensionale und dauerhafte Vernetzung der EVA Folien untereinander und mit dem vorder- und rückseitigen Trägermaterial erfolgt [8]. Die Kunststoffolie besteht aus einem Verbund aus Polyvinylfluorid (PVF) und Polyethylenterephthalat (PET), der die Wasserundurchlässigkeit, elektrische Isolation und UV-Beständigkeit gewährleistet [8]. Um eine Wasserundurchlässigkeit und lange Haltbarkeit zu gewährleisten, kommt die Kunststoffolie als Spezialfolie zum Einsatz.

Neben den Photovoltaikmodulen besteht eine Photovoltaikanlage aus weiteren Komponenten: Tragrahmen, Verkabelung, Wechselrichter, Einspeisezähler

Der Tragrahmen befestigt die Module auf einem Gebäude oder am Boden und dient der Aufständerung zur Ausrichtung der Photovoltaikanlage. Die Verkabelung der Module zu Strings und der Anschluss an den Wechselrichter werden für den Stromanschluss

verwendet. Der Wechselrichter nimmt neben der Wandlung des von den Photovoltaikmodulen erzeugten Gleichstroms zum Wechselstrom auch zentrale Steuerungs- und Überwachungsaufgaben wahr [11]. Er ist erforderlich zur Einspeisung in das Wechselspannungsnetz der öffentlichen Versorgung. Wechselrichter unterscheiden sich zwischen Insel- und Netzwechselrichtern. Der Unterschied besteht darin, dass Inselwechselrichter zur Versorgung von Inselnetzen und Netzwechselrichter im sogenannten Netzparallelbetrieb eingesetzt werden.

In **Abbildung 13** werden die Komponenten und die Funktionsweise einer Photovoltaikanlage dargestellt. **Abbildung 13** zeigt die Funktionsweise einer Photovoltaikanlage für ein Einfamilienhaus. Die zentralen Komponenten einer Photovoltaikanlage sind die Solarzellen. Dort erfolgt die Umwandlung von Sonnenstrahlen in elektrische Energie. Der Wechselrichter wandelt den erzeugten Gleichstrom in Wechselstrom um. Somit steht der Haushaltstrom für den Verbraucher zur Verfügung und wird mit einem Verbrauchszähler abgelesen. Überschüssige Energie wird ins Netz eingespeist und mit einem Einspeisestromzähler registriert.

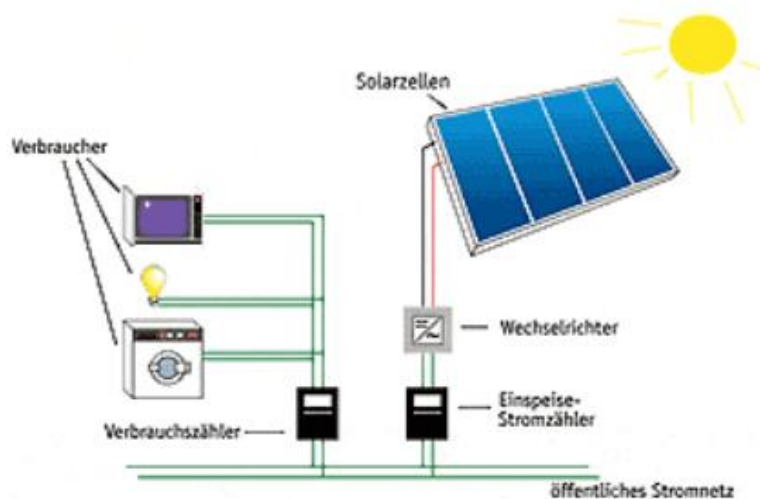


Abbildung 13 Schematische Darstellung der Komponenten Photovoltaikanlage

Thermische Solaranlagen: Hauptkomponente der thermischen Solaranlage sind Kollektoren, welche die Solarstrahlung zum großen Teil in Wärme umwandeln. Ein solcher Kollektor besteht aus mehreren Bauteilen. **Abbildung 14** zeigt die wesentlichen Bauteile eines solarthermischen Kollektors am Beispiel des Flachkollektors und Vakuumröhrenkollektors [17].

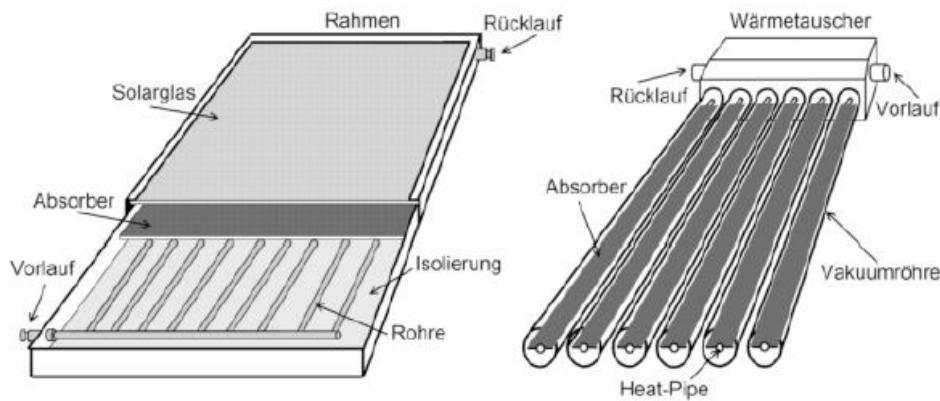


Abbildung 14 Schematischer Aufbau eines Flach- und eines Vakuumröhrenkollektors [17]

Ein Solarkollektor besteht im Wesentlichen aus dem Solarglas, dem Absorber, der Wärmeträgerzu- und -abfuhr, dem Gehäuse sowie der Wärmedämmung.

Solarglas schützt den Absorber vor Regen, Verschmutzung und mechanischen Einwirkungen. Es reduziert gleichzeitig den Wärmeverlust. Hier wird in der Regel ein spezielles mit einer zusätzlichen Antireflexschicht ausgestattetes Solarglas verwendet.

Der Absorber ist der Teil des Solarkollektors, der die einfallende Solarstrahlung absorbiert, sie in thermische Energie umwandelt und sie der Wärmeträgerflüssigkeit zuführt [8]. Es werden die zwei in Abbildung 14 gezeigten Bauformen von Absorbervarianten realisiert.

Das Wärmeträgermedium strömt durch Kanäle bzw. Röhren, die hinter oder im Inneren des Absorbers angebracht sind [6]. Dieses Wärmeträgermedium hat eine zirkulierende Funktion und besteht aus einem Gemisch aus Wasser, Frostschutzmittel und Inhaltsstoffen zum Korrosionsschutz.

Ein Gehäuse aus Aluminiumrückwandblech und Aluminiumseitenprofilen gibt dem Kollektor Struktur, Festigkeit und Schutz vor Witterungseinflüssen.

Die Wärmedämmung aus Glaswolle und Mineralwolle führt zur Minimierung der thermischen Verluste nach außen. Hinzu kommen noch die notwendigen Bauteile für die

Kollektorbefestigung. In der **Abbildung 15** ist eine Gesamtübersicht mit verwendeten Materialien dokumentiert [6].

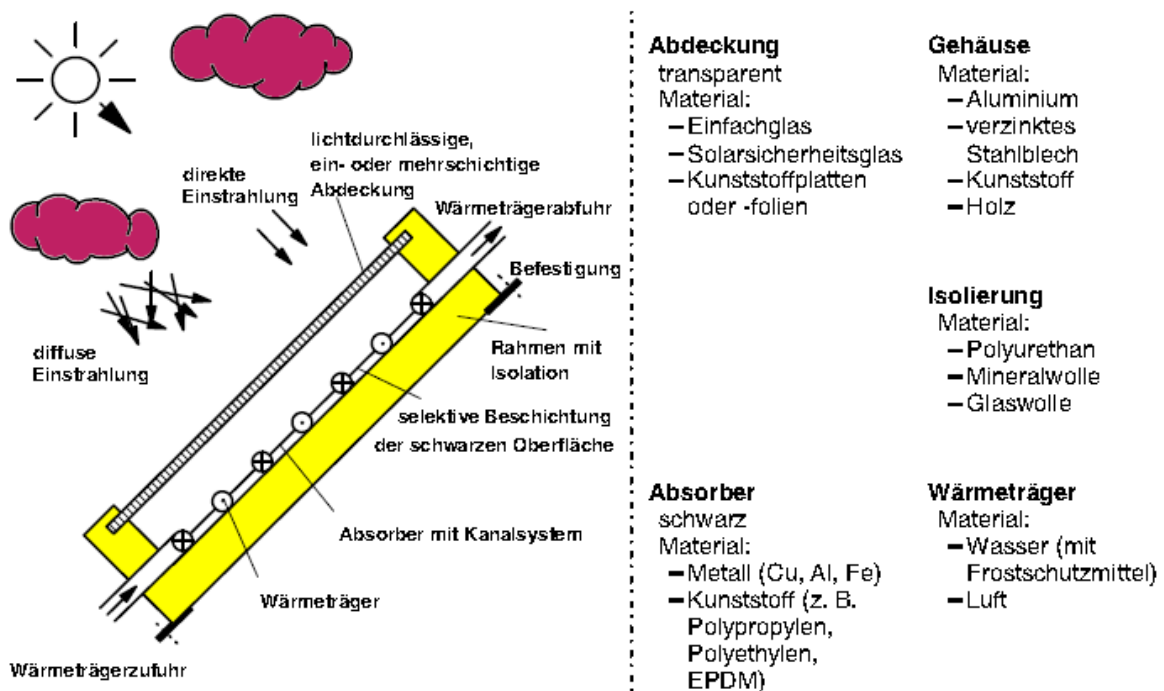


Abbildung 15 Flachkollektor mit wesentlichen Bauteilen und verwendeten Materialien [6]

Thermische Solarkraftwerke: Solarthermie kann auch zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Ein konventioneller Kraftwerksprozess erzeugt dabei elektrische Energie. Thermische Solarkraftwerke werden international definiert als CSP - Concentrated Solar Power.

Bei den thermischen Solarkraftwerken werden hohe Prozesstemperaturen benötigt, um einen brauchbaren energetischen Wirkungsgrad zu erzielen, der wiederum ein Kriterium für die Wirtschaftlichkeit darstellt. Diese Temperaturen werden durch die Bündelung der Solarstrahlung erreicht. Dazu erzielt man die Erhöhung der möglichen Absorbertemperatur und eine Maximierung der Exergie der gesammelten Wärme. In **Abbildung 16** sind hierfür eingesetzte Technologien dargestellt.

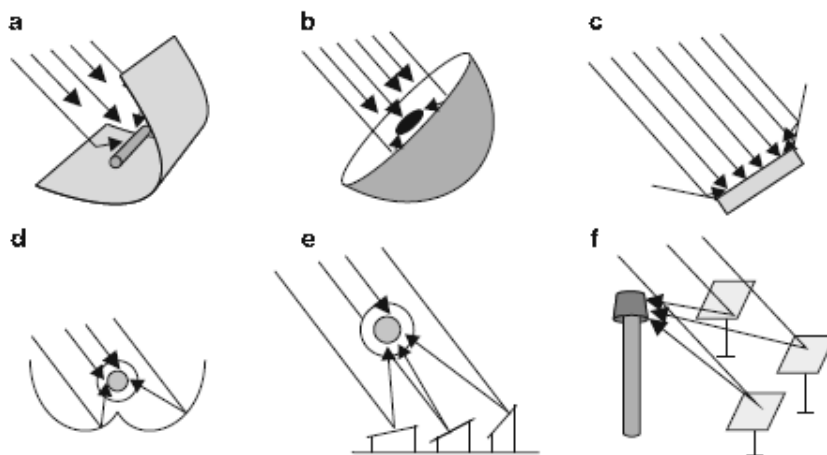


Abbildung 16 Systeme zur Strahlungskonzentration [8]. a) Parabolrinne, b) Paraboloid, c) Tragkollektor, d) CPC-Kollektor, e) Fresnel-Kollektor, f) Turmkraftwerk mit Heliostatenfeld

Mit der Hilfe von Parabolrinnenkollektoren, Solartürmen oder Paraboloidkraftwerken wird das Sonnenlicht konzentriert, um die dann entstehenden hohen Temperaturen eines Wärmeträgers weiter zu effizient verwerten.

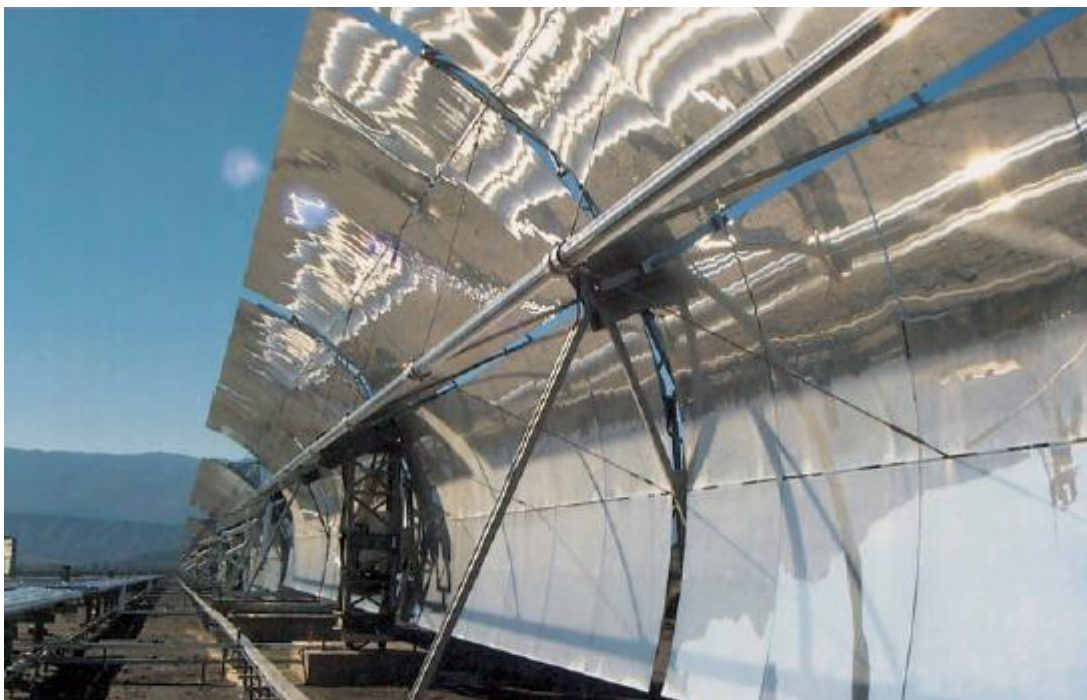


Abbildung 17 Parabolrinnenkollektoren im thermischen Solarkraftwerk [11]

Bei den Parabolrinnenkollektoren wird das Sonnenlicht, welches auf die verspiegelten Reflektoren trifft, in konzentrierter Form auf die Absorberrohre weitergeleitet [18]. Diese Röhren sind mit Wärmeträgern (Flüssigkeiten) gefüllt. Diese werden dazu genutzt, um eine Wärmekraftmaschine anzutreiben und über einen Generator Strom zu erzeugen.

Beim CPC-Kollektor wird das Licht mittels parabolischer Hohlspiegel gebündelt, die ausserhalb der Solarkollektoren beispielsweise U-förmig um den Kollektor angeordnet sind. Hierdurch kann dieser von beiden Seiten mit Licht bestrahlt und deutlich höhere Temperaturen in den Röhren erzielen.



Abbildung 18 Fresnelkollektoren thermische Solarkraftwerk [11]

Das Prinzip von sogenannten Fresnel-Kollektors beruht darauf, dass die einfallenden Lichtstrahlen über mehrere einachsige nachgeführte Spiegelreihen auf den stationären Kollektor reflektiert werden. Der Fresnel Kollektor kann hohe Temperaturen bis zu 400 °C bereitstellen.



Abbildung 19 Solarturm-Kraftwerk mit Heliostatenfelder Spanien [11]

Eine andere Technologie stellt das Solarturm-Kraftwerk dar, welches aus einer Vielzahl von zweiachsig der Sonne nachgeführten Spiegeln (Heliostaten) aufgebaut ist, die die Solarstrahlung auf einen Absorber fokussieren [17]. Bei diesem Solarturm-Kraftwerk wird das Sonnenlicht auf einen zentralen Empfänger (Solarturm) gerichtet, um einen Wärmeträger bis zu Temperaturen um etwa 1000 Grad Celsius zu erhitzen. Salzschnmelzen aus Natrium- und Kaliumnitrat können als Wärmeträger verwendet werden [6]. Receiver von Turm-Solarkraftwerken dienen dazu, die vom Heliostatenfeld umgelenkte und konzentrierte Strahlungsenergie in technisch nutzbare Wärme umzuwandeln [6].



Abbildung 20 Dish-Stirling-System als thermisches Solarkraftwerk [11]

Eine andere Technologie ist das Dish-Stirling-System. Das Sonnenlicht wird von einer großen verspiegelten Oberfläche auf einen Receiver reflektiert. Der Receiver absorbiert die vom Konzentrador reflektierte Solarstrahlung und wandelt sie in technisch nutzbare Energie mit Temperaturen von etwa 600 bis 800 Grad Celsius um [6]. Dort befindet sich auch ein mit Helium gefüllter Stirlingmotor, der die Wandlung in mechanische Energie vornimmt. Ein an dem Stirlingmotor gekoppelter Generator wandelt die mechanische Energie in elektrische Energie um. Dish-Stirling-Systeme haben höchsten Wirkungsgrad bei den thermischen Solarkraftwerken.

2.3.3. Anwendungsbeispiele

Photovoltaikanlagen: Es wird zwischen netzunabhängigen und netzgekoppelten Anlagen unterschieden. Netzunabhängige Anwendungen sind Inselanlagen, die ohne Anschluss an das elektrische Versorgungsnetz betrieben werden. Als Beispiele für Inselanlagen können Geräte aus dem Elektronikbereich wie solar betriebene Taschenrechner, Uhren, Gartenleuchten, Parkscheinautomaten, Stadtmobiliar angeführt werden. Sie beinhalten in

der Regel einen elektrischen Energiespeicher in Form von Akkumulatoren. Netzgekoppelte Photovoltaikanlagen können als gebäudeintegrierte Anlagen oder als Freiflächenanlagen implementiert werden. Gebäudeintegrierte Anlagen speisen über einen Wechselrichter den gewonnenen elektrischen Strom in das Stromnetz der öffentlichen Versorgung ein oder verringern die von der öffentlichen Versorgung beziehende elektrische Energie.

Anwendungsbereich	Anwendungsbeispiele	Gängige Leistungen in W
Kleinstanwendungen	Uhren, Taschenrechner	0,001–1
Gebrauchsgüter	Radios, PKW-Belüftung, Werkzeuge, Beleuchtungen	0,5–100
Verkehrstechnik	Bojen, Warnfeuer, Notrufsäulen, Solarmobile, Verkehrsampeln, Baustellenbeschilderung, Informationstafeln	20–500
Ernährung/ Gesundheit	Kühltechnik, Bewässerung	50–5 000
Raumfahrt	Satellitenversorgung	500–5 000
Nachrichtentechnik	Relaisstationen, TV-Umsetzer, Sender, Mobilfunk	10–7 000
Wassertechnik	Pumpen von Oberflächen- und Tiefenwasser, Wasseraufbereitung und -belüftung	400–6 000
Umwelttechnik	Messstationen, Kläranlagen	10–200 000
Landwirtschaft	Weidezäune, Freiland-Melkstationen, Viehtränken, Fischteichbelüftung	5–20 000
Sonstige Inselsysteme	Hütten und Häuser, Medizinstationen, Kleinbetriebe, Dorfversorgung	40–50 000
Netzgekoppelte dezentrale Anlagen	Ein- und Mehrfamilienhäuser, gewerbliche und kommunale Bauten	1 000–20 000
Netzgekoppelte Photovoltaik- kraftwerke	Freiflächen	1 000 000–1 000 000 000

Tabelle 3 Typische Anwendungsbereiche von Photovoltaikanlagen [6]

2.4. Geothermie

2.4.1. Grundlagen

Unter Geothermie wird die Nutzung der Erdwärme verstanden. Sie gehört zu den gleichbleibend verfügbaren und nur wenig schwankenden Arten Erneuerbarer Energie.

Geothermie ist die Nutzung der im Untergrund gespeicherten thermischen Energie zur Beheizung von Gebäuden, zur Trinkwassererwärmung und als Prozesswärme für gewerbliche oder industrielle Zwecke [4].

Die bewusste Beschäftigung mit der Geothermie ist in der Geschichte mit Beginn der Renaissance festzustellen [20]. Der englische Empiriker und Physiker Boyle stellte 1680 wissenschaftlich eine Temperaturzunahme im Erdinneren dar [20]. Durch den Bergbau hatte man bereits entsprechende Erfahrungen. In den Jahren 1869 und 1871 waren vom Wissenschaftler Eduard Dunker sehr genaue Temperaturmessungen durchgeführt worden [20]. Es wurden erste Tiefbohrungen in der Nähe von Berlin vorgenommen [20]. 1945 wurde in Indianapolis (USA) weltweit die erste geothermische Wärmepumpe in Betrieb genommen [20]. Mit dem Klimawandel und der Erkenntnis über begrenzte fossile Energien ab den 1990er Jahren hat die Wärmepumpentechnologie zunehmend an Bedeutung gewonnen.

Geothermie steht 24 Stunden zur Verfügung und ist fast überall vorhanden [20]. Obwohl sich Geothermieranlagen durch eine lange Laufzeit auszeichnen, bestehen auch Gefahren. Geothermie löst seismische Aktivitäten aus und kann Erdbeben verursachen [20]. In Basel forderten betroffene Bürger nach Auslösen zahlreicher kleinerer Erdbeben das Ende des Deep-Mining-Projektes, mit dem über das Hot-Dry-Rock-Verfahren eine geothermische Energieversorgung etabliert werden sollte [4]. Das Projekt wurde in der Schweiz 2006 durchgeführt, welches am 08. Dezember 2006 beinahe in einem Erdbeben endete [4].

Im Jahr 2016 lag die Gesamtkapazität der installierten Geothermieranlagen in Deutschland für Wärme bei 4.400 MW und für Strom bei 37 MW [20]. Es wurde eine Strommenge von rund 0,134 TWh aus Geothermieranlagen ins deutsche Netz eingespeist und eine Wärmemenge von rund 8,8 TWh bereitgestellt [20]. Außerdem schaffen Geothermieranlagen Arbeitsplätze. Ende 2015 waren 17.300 Menschen in der Geothermiebranche beschäftigt [20].

Ende 2016 waren weltweit 70.274 MW Leistung durch direkte Nutzung (Wärme) der Geothermieranlagen installiert [20]. China führt weltweit bei der insgesamt installierten Leistung mit 17.870 MW [20]. Die USA nehmen den zweiten Platz ein mit 17.415 MW

[20]. 2016 lag die weltweit installierte geothermische Stromleistung bei 12.594 MW [20]. Die USA führten hier bei der insgesamt installierten Leistung mit 3.450 MW [20]. Weiter liegt die bereitgestellte Strommenge weltweit bei rund 64 TWh [20].

2.4.2. Komponenten und Technologien

Es gibt zwei verschiedene Anwendungsbereiche für die Geothermie: oberflächennahe Geothermie und tiefe Geothermie.

In **Abbildung 21** wird ein Beispiel für oberflächennahe Geothermie mit einer Wärmepumpenanlage dargestellt [4].

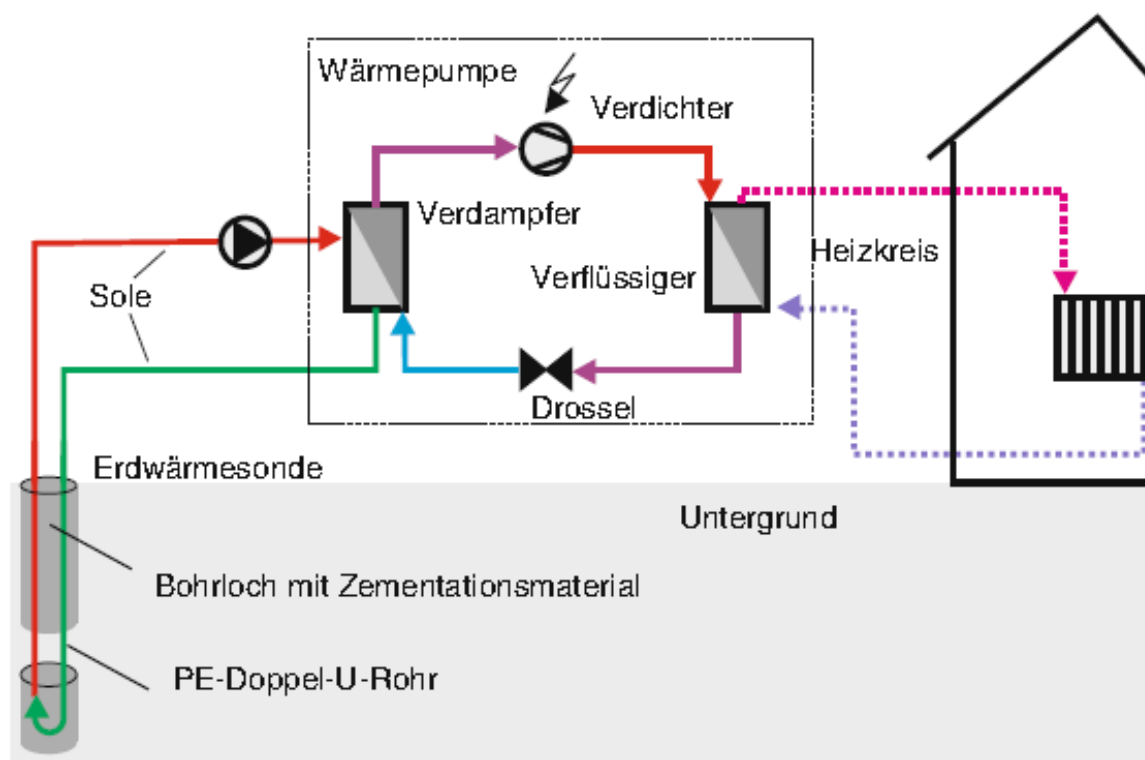


Abbildung 21 oberflächennahe Geothermie mit Wärmepumpenanlage [4]

Als oberflächennahe Geothermie werden Anlagen bezeichnet, die die Erdwärme von bis zu 400 Metern nutzen. Die Festlegung von 400 Metern ist jedoch willkürlich. Die Bodenschichten bis in 400 m Tiefe überschreiten aber in der Regel nie die Temperaturgrenze von 20 bis 25 °C und können daher zur Raumheizung nur indirekt mit

Hilfe von Wärmepumpen genutzt werden [4]. Gemäß **Abbildung 21** werden Rohre, die eine zirkulierende Flüssigkeit beinhalten (die sogenannte Sole), in die Erde eingelassen. Die Flüssigkeit erwärmt sich in der Erde, wird an eine Wärmepumpe weitergegeben und im Anschluss auf das zum Heizen notwendige Temperaturniveau gebracht. Die Wärme wird also aus dem oberflächennahen Untergrund gewonnen.

Die oberflächennahe Geothermie wird am effizientesten in vulkanischen Gebieten, wie Island, Italien, der Türkei, Neuseeland und Indonesien genutzt, weil in diesen Gebieten hohe Temperaturen schon in oberflächennahen Bereichen herrschen.

Den zweiten Anwendungsbereich der Geothermie stellt die tiefe Geothermie dar, die in **Abbildung 22** dargestellt ist.

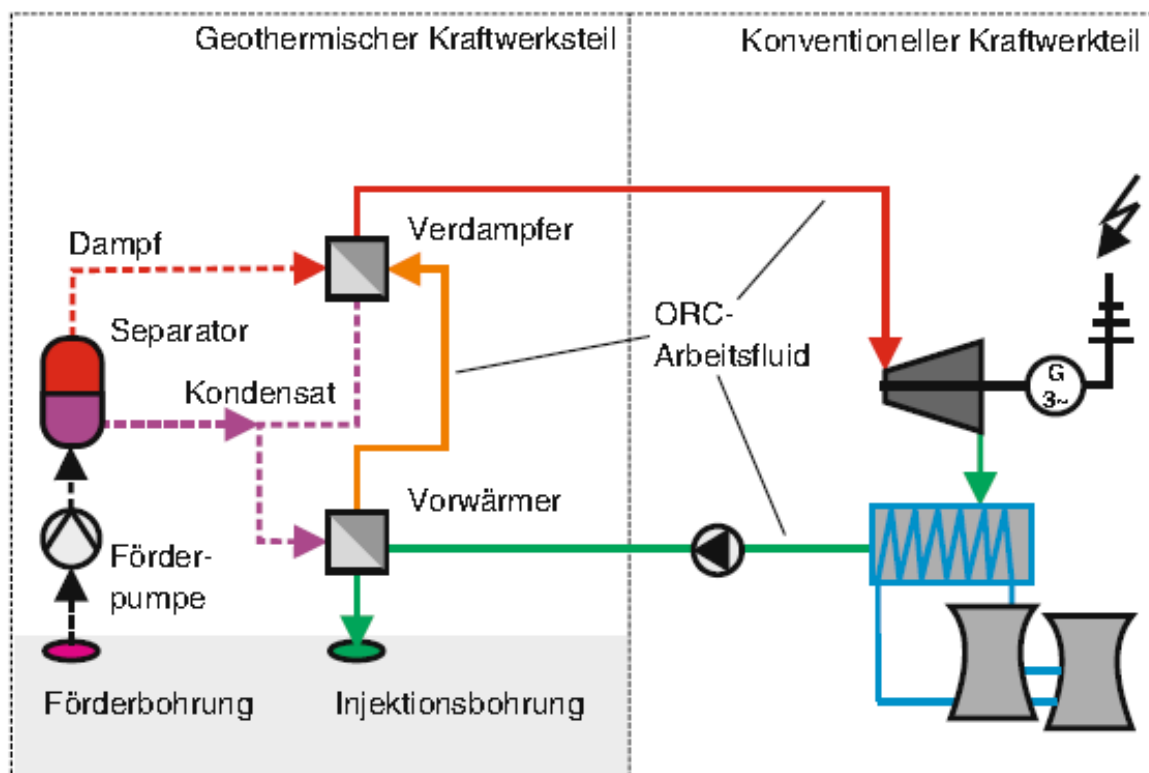


Abbildung 22 Aufbau eines geothermischen Kraftwerks mittels tiefer Geothermie [4]

Bei der tiefen Geothermie wird die Erdwärme direkt für die Stromerzeugung genutzt. Hierbei werden gemäß **Abbildung 22** mindestens zwei Bohrungen (Förderbohrung und Injektionsbohrung) bis in die Tiefe von 3000 und 5000 Metern realisiert. Anwendungen finden das Deep-Heat-Mining-Verfahren oder das Hot-Dry-Rock (HDR) Verfahren. Es ist

ein Kraftwerksteil mit Verdampfer, Turbine, Kondensator und Generator für die Stromerzeugung erforderlich. Beim ORC-Prozess (Organic Rancine Cycle) wird nicht Wasser, sondern ein organisches Arbeitsmedium auf Kohlenwasserstoffbasis verwendet [4].

In der Literatur werden noch weitere Nutzungsarten genannt, die jedoch Ähnlichkeiten mit der oberflächennahen Geothermie und der tiefen Geothermie aufweisen: die hydrothermale Geothermie und die petrothermale Geothermie.

Unter Hydrothermaler Geothermie versteht man eine oberflächennahe Geothermie wobei die Verwendung von Grundwasser in oberflächennahen Bereichen erfolgt sowie tiefliegenden Wasserleitern, den Aquiferen [8].

Die Petrothermale Geothermie entspricht der tiefen Geothermie. Es muss zunächst ein Wärmeträger in den Untergrund eingebracht werden, um die Wärme aus den heißen Gesteinsschichten aufzunehmen und zu fördern [11].

In der Geothermie werden die folgenden Komponenten verwendet:

Wärmepumpen sind im thermodynamischen Sinne Arbeitsmaschinen, die in einem linkslaufenden Kreisprozess mit Hilfe zugeführter mechanischer Arbeit Wärmeströme von einem niedrigen Temperaturniveau auf ein höheres Temperaturniveau transformieren [8]. Eine Wärmepumpe besteht aus den Komponenten thermischer Verdichter, Kondensator, Expansionsventil und Verdampfer.

Thermischer Verdichter werden zum Fördern und Verdichten von Dämpfen verwendet, die auch Kompressoren genannt werden. Der Verdichter erzeugt eine mechanische Energie für das Austreiben des Arbeitsmittels für die Zuführung der Wärme. Verdampfer und Kondensator sind Wärmeüberträger. Hier wird jeweils eine Seite das Arbeitsmittel kondensiert. Durch das Expansionsventil soll der Arbeitsmittelmassenstrom vom Kondensator zum Verdampfer gerade so geregelt werden, dass er gleich dem vom Verdichter zurück zum Kondensator transportiertem Massenstrom ist [6]. Damit wird ein kontinuierlicher Umlauf sichergestellt.

Man unterscheidet Kompressionswärmepumpen und Absorptionswärmepumpen. Beispielhaft ist in **Abbildung 23** eine Absorptionswärmepumpe dargestellt.

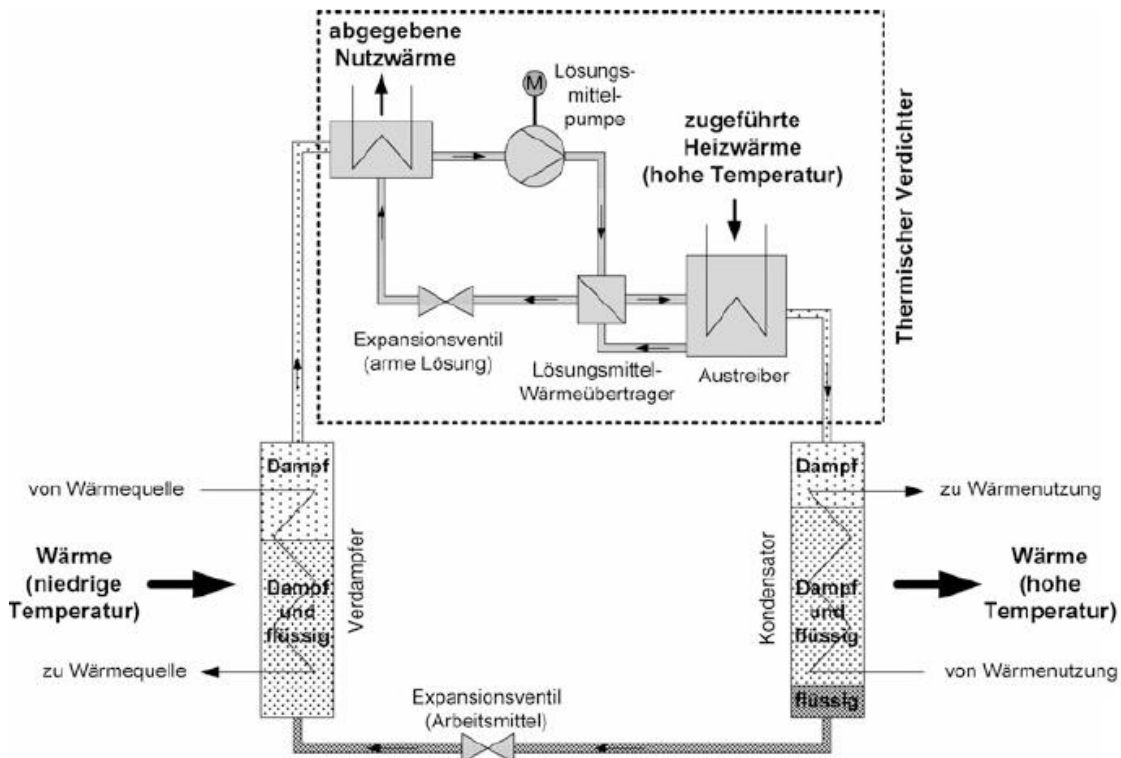


Abbildung 23 Prinzipbild einer Absorptionswärmepumpe [6]

Im Lösungsmittelkreislauf der Absorptionswärmepumpe zirkulieren gemischte Stoffe mit Arbeitsmittel und Absorptionsmittel (Wasser/Lithiumbromid und Ammoniak/Wasser). Im Absorber wird der vom Verdampfer kommende, gasförmige Arbeitsmitteldampf (Wasser bzw. Ammoniak) von der Lösung absorbiert; dabei wird Wärme freigesetzt und an die Wärmesenke abgegeben [6]. Die mit Arbeitsmittel so angereicherte Lösung wird anschließend unter Druckerhöhung durch die Lösungsmittelpumpe in den Austreiber gefördert, in dem durch Wärmezufuhr (Antriebsenergie) das Arbeitsmittel wieder aus dem Lösungsmittel entfernt wird und in den Kondensator gelangt [6]. Die angereicherte Lösung strömt durch ein Drosselorgan wieder zum Absorber, um dort das Arbeitsmittel wieder aufzunehmen [6].

Im Bereich der tiefen Geothermie ist eine wichtige Untertagekomponente die Tiefbohranlage. In der **Abbildung 24** wird der schematische Aufbau einer Tiefbohranlage verdeutlicht [6].

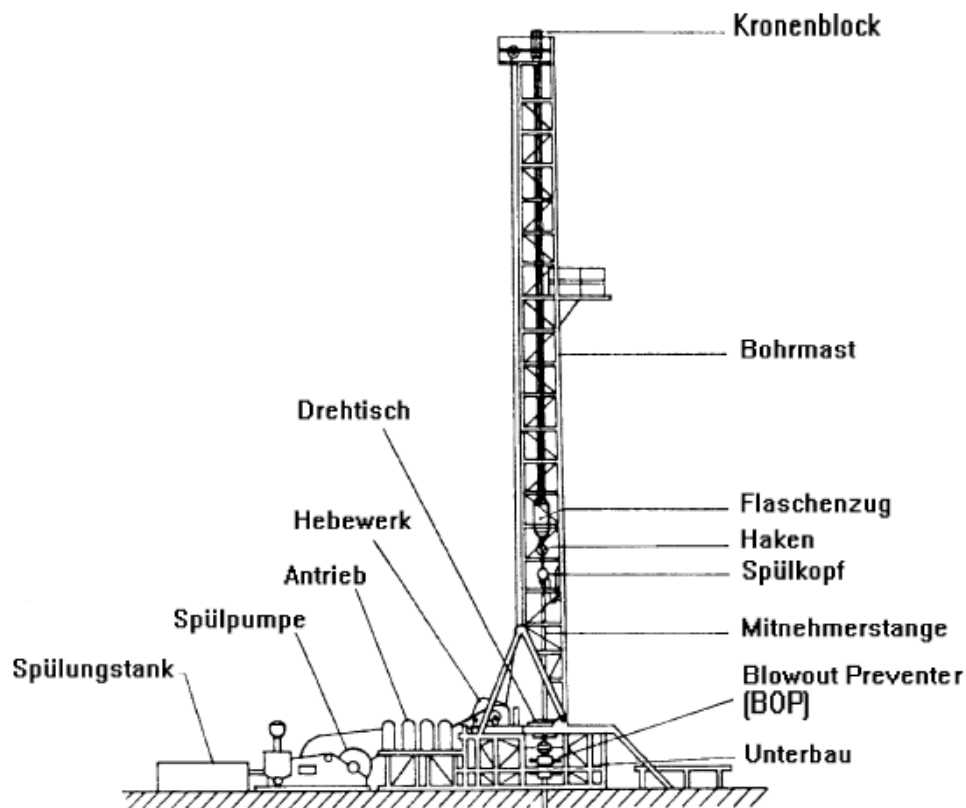


Abbildung 24 Schematischer Aufbau einer Tiefbohranlage [6]

Die Hauptkomponenten einer Tiefbohranlage sind der Bohrmast, das Hebesystem, der Drehtisch, die Spülpumpen und der Blow Out Preventer [6]. Mit Hilfe dieser Einrichtungen können die vier Grundoperationen beim Bohren: Heben, Drehen, Spülen und Messen im Bereich der tiefen Geothermie durchgeführt werden [6].

Die geothermische Stromerzeugung ist durch die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) mit einem kombinierten Konzept in **Abbildung 25** dargestellt [6].

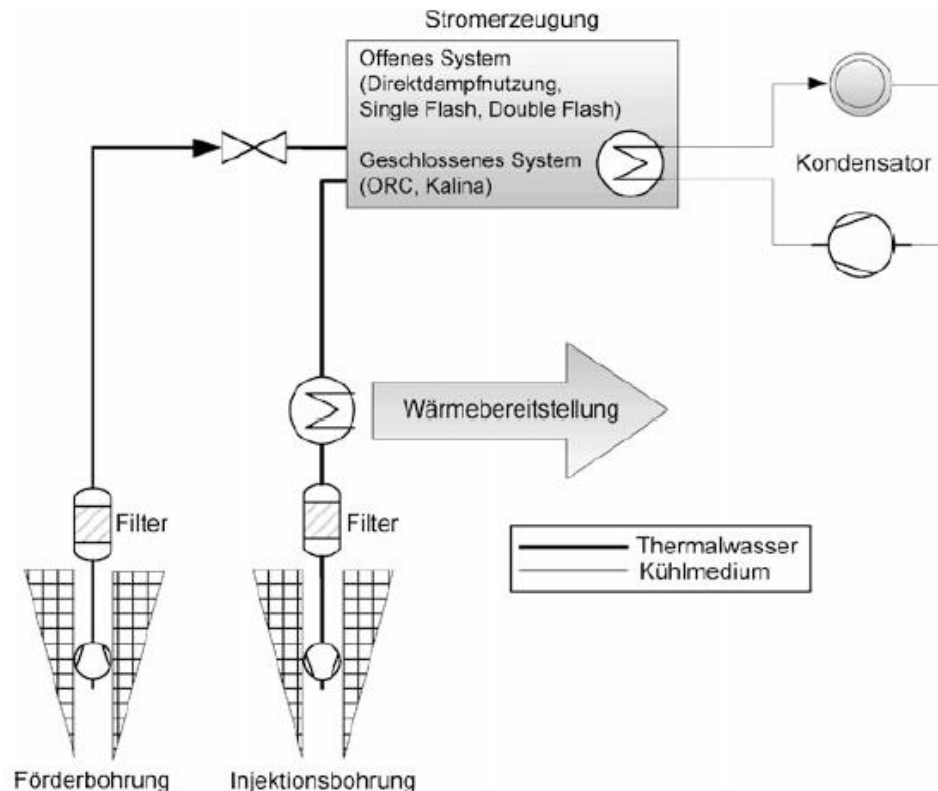


Abbildung 25 Konzept einer kombinierten geothermischen Strom- und Wärmebereitstellung [6]

Man differenziert dabei offene und geschlossene Systeme. Im offenen System mit der direkten Dampfnutzung werden „single Flash“ und „double Flash“ Verfahren eingesetzt. Beim single Flash Verfahren wird aus dem Untergrund kommendes heißes, unter Druck stehendes Thermalwasser teilentspannt, wodurch sich bei sinkender Temperatur der Dampfanteil erhöht. Dieser wird in einem Separator vom Restwasser getrennt und in der konventionellen Dampfturbine zur Nutzung bereitgestellt [6]. Wird der Vorgang mit zwei Entspannungsstufen durchgeführt, so spricht man vom double Flash Verfahren [6]. Beim geschlossenen System werden die Anlagen verwendet, welche die heißen Tiefenwässer oder gemischt mit Wasserdampf nicht direkt in einer Turbine zur Stromerzeugung verwenden, sondern ein zweites Arbeitsmittel nutzen. Hierfür wird der Organic Rankine Cycle (ORC) mit organischen Arbeitsmitteln oder der Kalina Prozess mit einem Stoffgemisch (Ammoniak/Wasser) eingesetzt.

2.4.3. Anwendungsbeispiele

In **Abbildung 26** wird eine Beispielanlage für die oberflächennahe Geothermie gezeigt [20].



Abbildung 26 Beispielanlage für die oberflächennahe Geothermie für die Wärmenutzung Mehrfamilienhaus [20]

Als ein klassisches Anwendungsbeispiel der oberflächennahen Geothermie ist die Grundwassernutzung zu nennen, die der **Abbildung 26** zu entnehmen ist. Das Grundwasser wird mittels eines Saugbrunnens aus dem Untergrund entnommen und zur Wärmepumpe weitergeleitet. Da das Wasser wieder dem Untergrund zugeführt werden muss, ist auch ein Schluckbrunnen einzurichten.

In der **Abbildung 27** wird eine Beispielanlage für die tiefe Geothermie im Großraum München gezeigt [21].

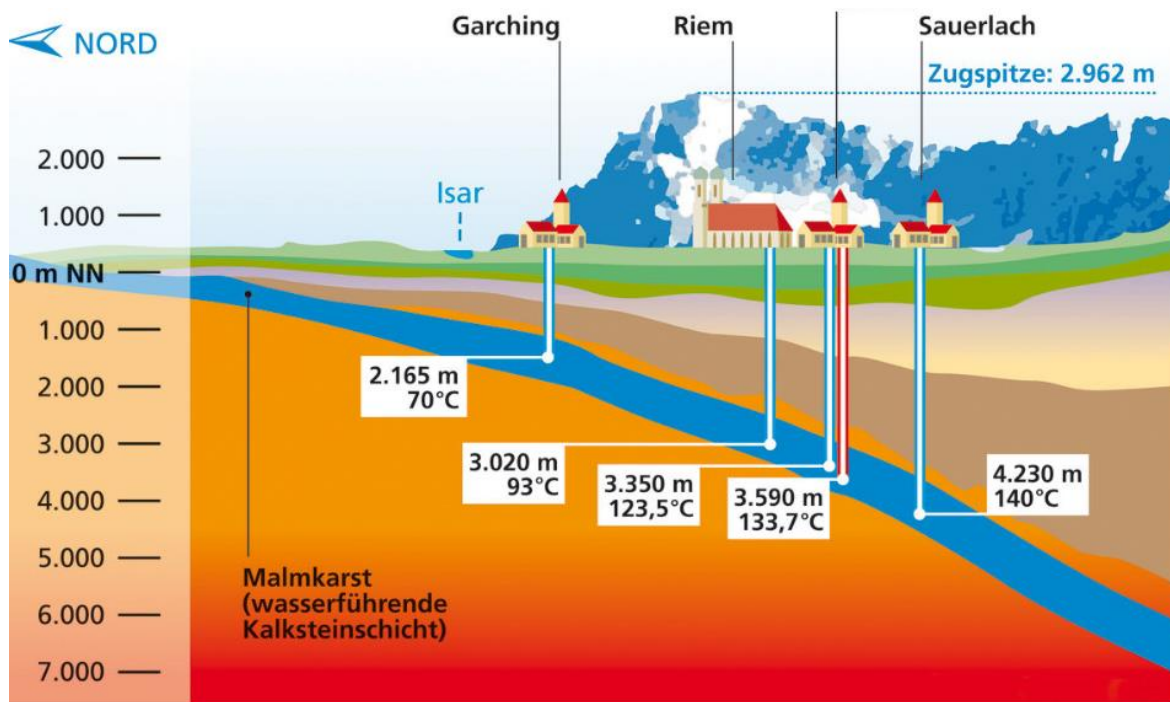


Abbildung 27 Beispielanlage für tiefe Geothermie im Großraum München [21]

In **Abbildung 27** ist zu erkennen, dass die wasserführende Schicht von Norden nach Süden abfällt und hierdurch zum einen die Bohrtiefen und zum anderen die Temperaturen der Gewässer beeinflusst werden.

2.5. Bioenergie

2.5.1. Grundlagen

Biomassen bestehen aus organischen Stoffen zur Erzeugung von Wärme, Strom und Kraftstoff [22]. Sie stehen als Biobrennstoffe, Biogas oder Biokraftstoffe zur Verfügung [22].

Als **feste Biobrennstoffe** gelten u.a. Scheitholz und Spaltholz, Holzhackschnitzel, Holzpellets oder Holzbrickets [22]. Überwiegend werden sie für die Bereitstellung von Wärme genutzt, um einzelne Räume oder mit Hilfe einer Zentralheizung ganze Häuser zu beheizen. Feste Biobrennstoffe können ebenso in größeren Bioenergieanlagen genutzt werden, um gleichzeitig Strom und Wärme zu erzeugen. Die gleichzeitige Erzeugung von

Strom und Wärme führt zu höheren Gesamtwirkungsgraden durch den Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplungstechnik (KWK) [22].

Biogas besteht zum größten Teil aus Methan und resultiert aus anaeroben Vergärungsprozessen von organischen Stoffen wie Raps, Mais und Gülle in Biogasanlagen [22]. Diese werden im Anschluss größtenteils in einem Verbrennungsmotor energetisch genutzt, der einen Generator antreibt. Die Energie des Motorkühlwassers wird als Wärme verwendet wie auch die des Motorabgases.

Zu **Biokraftstoffen** zählen Pflanzenöl, Biodiesel, Bioethanol oder die zweite Generation der Treibstoffe bzw. die synthetischen Biomass-to-Liquid (BtL)-Kraftstoffe [22]. Durch die Pressung der Pflanzen entsteht Pflanzenöl [22]. Am stärksten verbreitet ist die Herstellung von Rapsöl, Sojaöl oder Palmöl [22]. Der Rohstoff für Biodiesel stellt Raps dar [22]. Zur Herstellung von Bioethanol wird Zuckerrohr als Biomasse verwendet [22]. Bioethanol ist mit Benzin oder Biodiesel mit herkömmlichem Diesel mischbar. Bei der zweiten Generation der Treibstoffe, den sogenannten BtL-Treibstoffen (Biomass to-Liquid), können alle möglichen Pflanzen wie Stroh, Bioabfälle und Restholz für die Herstellung genutzt werden [22], weil nach einer Vergasung Kohlenmonoxid und Wasserstoff als Ausgangsstoffe für eine Synthese zur neuen Kohlenwasserstoffen zur Verfügung stehen.

Mit der industriellen Revolution im 18. Jahrhundert wurde Bioenergie zunehmend durch Kohle verdrängt[8]. Auch wurde nach anderen und effizienteren Verfahren zur Energieerzeugung aus Biomassen gesucht [8]. So wurden Holzvergaser oder Holzgasgeneratoren bereits im 19. Jahrhundert eingesetzt: Karl Bischof entwickelte zur Eisenherstellung 1839 einen Holzgasgenerator in den Hüttenwerken in Lauchhammer [8]. In den 1980er Jahren wurde die Bioenergie intensiver diskutiert, um eine weitgehend Kohlendioxidneutrale Energieerzeugung zu gewährleisten [8]. Dabei kamen neue Technologien mit Hackschnitzelheizungen, Pelletzentralheizungen oder Strohheizungen zum Einsatz[8]. Mit der Ölkrise im Jahr 1973 wurde das Interesse an Biogas deutlich größer [8]. Mit der gesetzlichen Regulierung der Einspeisevergütung in den 1990er Jahren und eine Novellierung im Jahr 2000 ist die Stromerzeugung aus Biogas in Deutschland erheblich gestiegen [8].

Im Jahre 2016 wurden in Deutschland 8,6 % des Bruttostromverbrauchs allein durch Bioenergie erzeugt [22]. Der größte Anteil des Bioenergiestroms wurde im Jahr 2016 in den rund 9.000 Biogasanlagen gewonnen, die über eine installierte Leistung von 4.166 MW verfügten [22]. Dabei wurde eine Strommenge von rund 51 TWh in Deutschland eingespeist und eine Wärmemenge von rund 148 TWh bereitgestellt [22]. Der Anteil der Bioenergie am gesamten Endenergieverbrauch für Wärme in Deutschland belief sich auf 11,8 % [22]. Der Absatz von Biokraftstoffen blieb mit 3,2 Mio. Tonnen und mit einem Anteil von 4,6 % etwa konstant [22]. Außerdem generieren Bioenergieanlagen Arbeitsplätze. In 2016 waren ca. 125.000 Menschen in der Bioenergiebranche beschäftigt [22].

Ende 2016 waren weltweit ca. 106.000 MW elektrische Energie durch Bioenergieanlagen installiert [23]. Die USA führen weltweit bei der insgesamt installierten Leistung von 16.700 MW [23]. China nimmt den zweiten Platz mit 10.300 MW ein [23]. In 2014 lag die weltweit installierte bioenergetische Wärmeleistung bei rund 305.000 MW [24]. Die wichtigsten Märkte liegen in Europa, insbesondere in Schweden, Finnland, Deutschland, Frankreich und Italien. Die USA führen auch bei den Biokraftstoffen (Bioethanol) mit 54 Mio. Tonnen [24]. Auf die USA folgt Brasilien mit etwa 27 Mio. Tonnen [24]. Die USA sind nicht nur größter Produzent von Bioethanol, sondern mit einer Jahresproduktion von knapp 5 Mio. Tonnen (2014) auch wichtigster Produzent von Biodiesel [24].

2.5.2. Komponenten und Technologien

Feste Biobrennstoffe verfügen gegenüber fossilen Energieträgern i.d.R. einen niedrigeren Energiegehalt. Nach der Trocknung verbleibt ein Restwassergehalt von ca. 10 %, die Schüttdichte ist gering [22]. Aufgrund der Unwirtschaftlichkeit sollten feste Biobrennstoffe möglichst nur als regionaler Energieträger ohne längere Transportwege eingesetzt werden. Feste Biobrennstoffe lassen sich für einen weiten thermischen Leistungsbereich von wenigen kW in Kaminen und Öfen bis hin zu Zentralheizungssystemen mit 100 kW nutzen. Dazu zählen Einzelfeuerungen wie Holzfeuerungen, Kaminofeneinsätze, Scheitholzöfen, Pelletöfen oder Zentralheizungskessel für Scheitholz, Pellets und Hackschnitzel.

Scheitholzkessel werden in einem weiten Leistungsbereich von 10 bis 800 kW Wärmeleistung angeboten, ihr Haupteinsatzbereich liegt jedoch bei Leistungen bis 50 kW [8].

Heute definiert der Sturzbrandkessel den höchsten technischen Standard bei Scheitholzfeuerungen [8].

Pelletöfen und Pelletkessel werden für pelletierte Biobrennstoffe eingesetzt. Sie besitzen ein Gebläse, das die jeweils notwendige Luftzufuhr sicherstellt [8]. Die Systeme bestehen aus Brennstoffvorratsbehälter, Zuführsystem, Verbrennungsluftgebläse, Brennkammer, Wärmeüberträgersystem und Abgassystem.

Für große Feuerungsanlagen werden Technologien gemäß **Abbildung 28** eingesetzt [8]: Festbettverbrennung, Wirbelschichtverbrennung, Staubverbrennung.

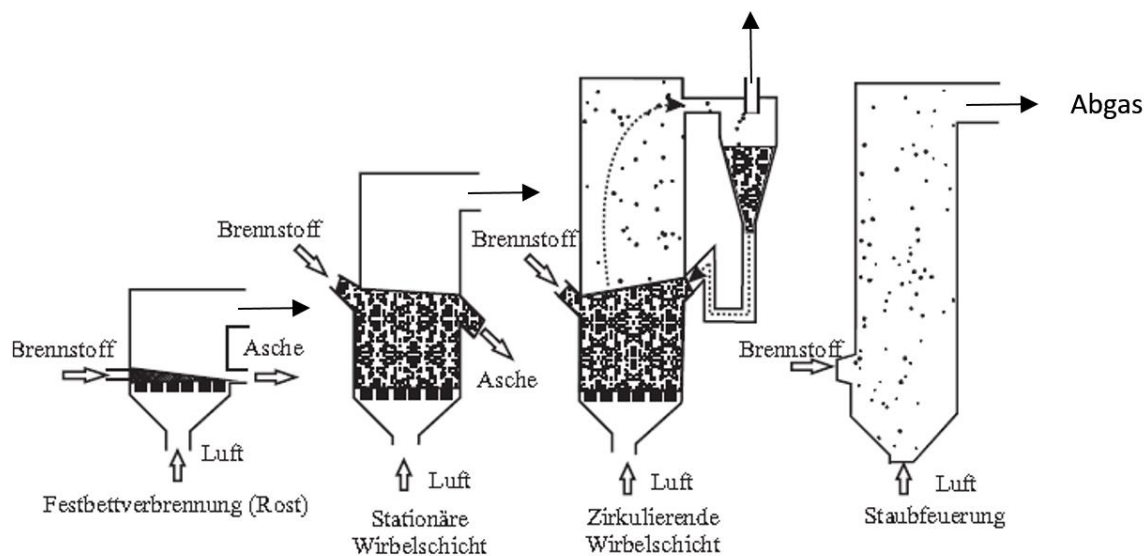


Abbildung 28 Verbrennungssysteme für große Biomassefeuerungen [8]

Als Festbettfeuerung für Biobrennstoffe werden heute überwiegend Rostfeuerungen verwendet. Sie stellen geringe Anforderungen an die Brennstoffqualitäten wie Stückigkeit, Asche- oder Wassergehalt, da die Verweilzeiten des Brennstoffs und die Verbrennungsluftströme über einen weiten Bereich den Brennstoffeigenschaften angepasst werden können [8]. In einer Wirbelschichtfeuerung liegt die Temperatur zur Verbrennung von Biobrennstoffen bei 800 bis 900 °C. Die Verbrennungsluft führt man dem Wirbelbett

von unten zu. Je nach Luftgeschwindigkeit wird zwischen stationärer und zirkulierender Wirbelschichtfeuerung unterschieden. Wenn die Luftzufuhr durch das Wirbelbett erhöht wird, entsteht die zirkulierende Wirbelschichtfeuerung. **Abbildung 29** zeigt die Komponenten der stationären und zirkulierenden Wirbelschichtfeuerung [8].

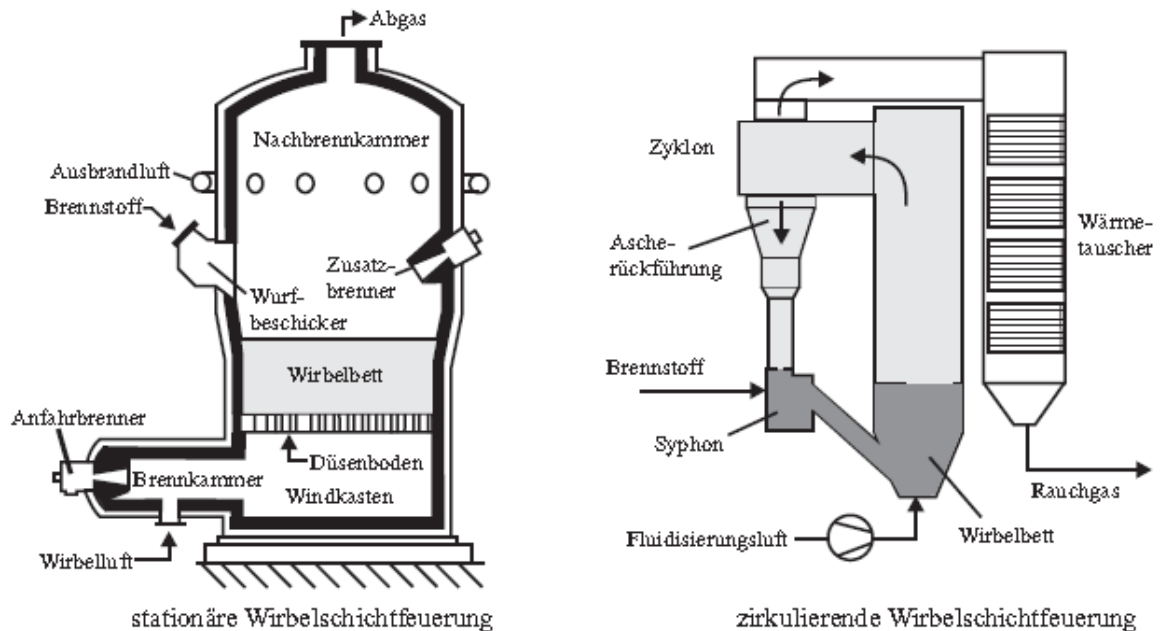


Abbildung 29 Komponenten der stationären und zirkulierenden Wirbelschichtfeuerung [8]

Die kombinierte Erzeugung von Wärme und Strom aus festen Brennstoffen ist auch durch den ORC (Organic Ranking Cycle)-Prozess möglich. Dort werden organische Arbeitsmittel (Kohlenwasserstoffe wie Iso-Pentan, Iso-Oktan, Toluol oder Silikonöl) verwendet[8]. Die Stromproduktion erfolgt nach dem Prinzip des Dampfkraftprozesses über Dampfmaschinen bzw. -turbinen mit einem nachgeschalteten Generator. In **Abbildung 30** ist ein Schema eines Biomasse-Heizkraftwerks mit ORC-Prozess dargestellt.

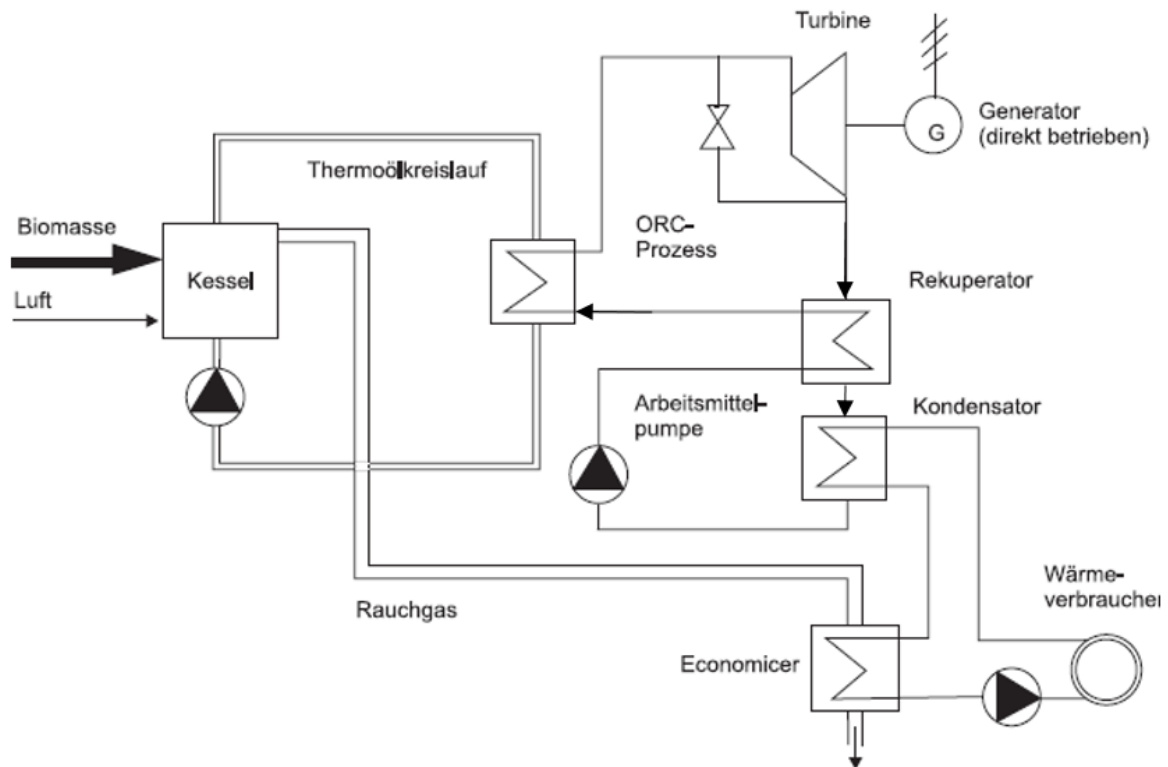


Abbildung 30 Schema eines Biomasse-Heizkraftwerks mit ORC-Prozess [8]

Feste Biobrennstoffe können durch die Vergasung in einen Sekundärenergieträger als Biogas umgewandelt werden. In der **Abbildung 31** ist schematischer Aufbau einer Biogasanlage dargestellt [8].

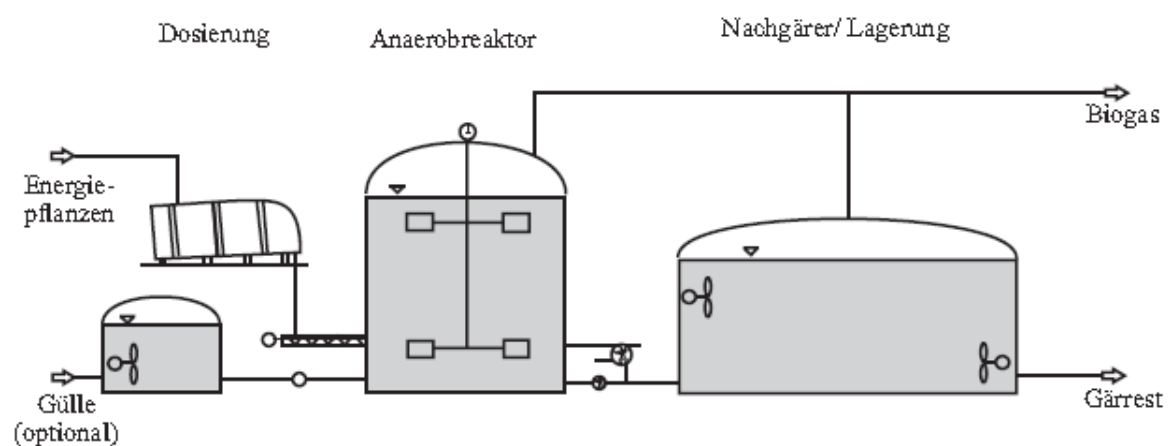


Abbildung 31 Schematischer Aufbau einer Biogasanlage [8]

Es werden verschiedene Rohstoffe, z. B. Bioabfall, Gülle, Klärschlamm, Fette oder Pflanzen in einen gasdicht verschlossenen Fermenter (Anaerobreaktor) eingebracht [25].

Dort entsteht unter Luftabschluss durch Gär- oder Fäulnisprozesse das Biogas, das je nach Ausgangsstoff aus 40–75 % Methan, 25–55 % Kohlendioxid und bis zu 10% Wasserdampf sowie darüber hinaus aus geringen Anteilen Stickstoff, Sauerstoff, Wasserstoff, Ammoniak (Harnstoff) und Schwefelwasserstoff besteht [25].

Es gibt eine Vielzahl an Technologiepfaden für die Biogasnutzung. Die hierzu gespeicherte Bioenergie wird zur Bereitstellung von thermischer und elektrischer Energie verwendet. Die thermische Energie kann in Form von Kälte, Heißwasser oder Dampf genutzt werden. Elektrische Energie erfolgt durch die Verstromung als KWK mit Hilfe der hierfür speziell ausgelegten oder modifizierten Motoren. Es handelt sich um die häufigste Art der Biogasnutzung.

Für das Erreichen eines höheren elektrischen Wirkungsgrades sind Blockheizkraftwerk-Motoren (BHKW) und KWK-Konzepte entwickelt und erprobt worden. ORC-Prozesse ermöglichen zusätzlich eine Stromerzeugung aus der Abwärme eines BHKWs über nachgeschaltete thermische Prozesse.

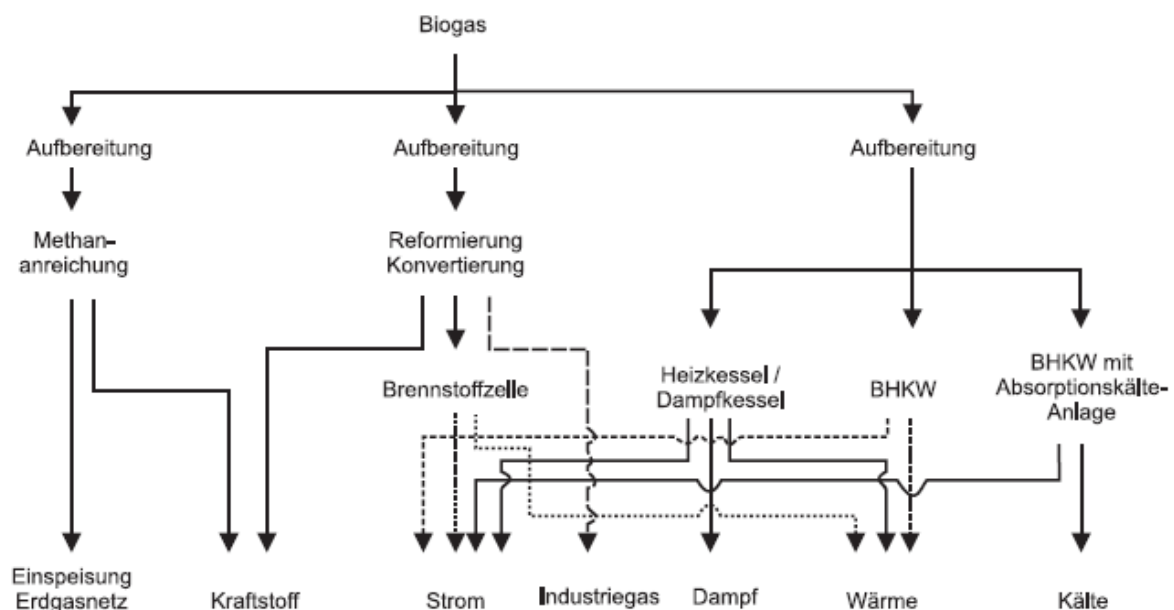


Abbildung 32 Technologiepfade der Biogasnutzung [8]

Biokraftstoffe sind die dritte Form der Bioenergie. Sie lassen sich aus den biogenen Rohstoffquellen über verschiedene Wege generieren. Man unterscheidet sogenannte „unterschiedliche Generationen“ von Biokraftstoffen.

Bei der ersten Generation der Biokraftstoffe handelt es sich um Pflanzenöle, Biodiesel und Bioethanol, die über Tankstellen in Reinform oder als Beimischungskomponente kommerziell vertrieben werden.

Pflanzenöl ist als Biokraftstoff am einfachsten zu gewinnen, die einfachste Technologie der Biokraftstoffgewinnung. Die wichtigen Rohstoffquellen für Pflanzenöl sind Raps, Palm und Soja. Pflanzenöle werden durch das Auspressen von Pflanzen bzw. ihrer Samen gewonnen. In **Abbildung 33** sind die Prozessschritte zur Pflanzenölgewinnung skizziert [8].

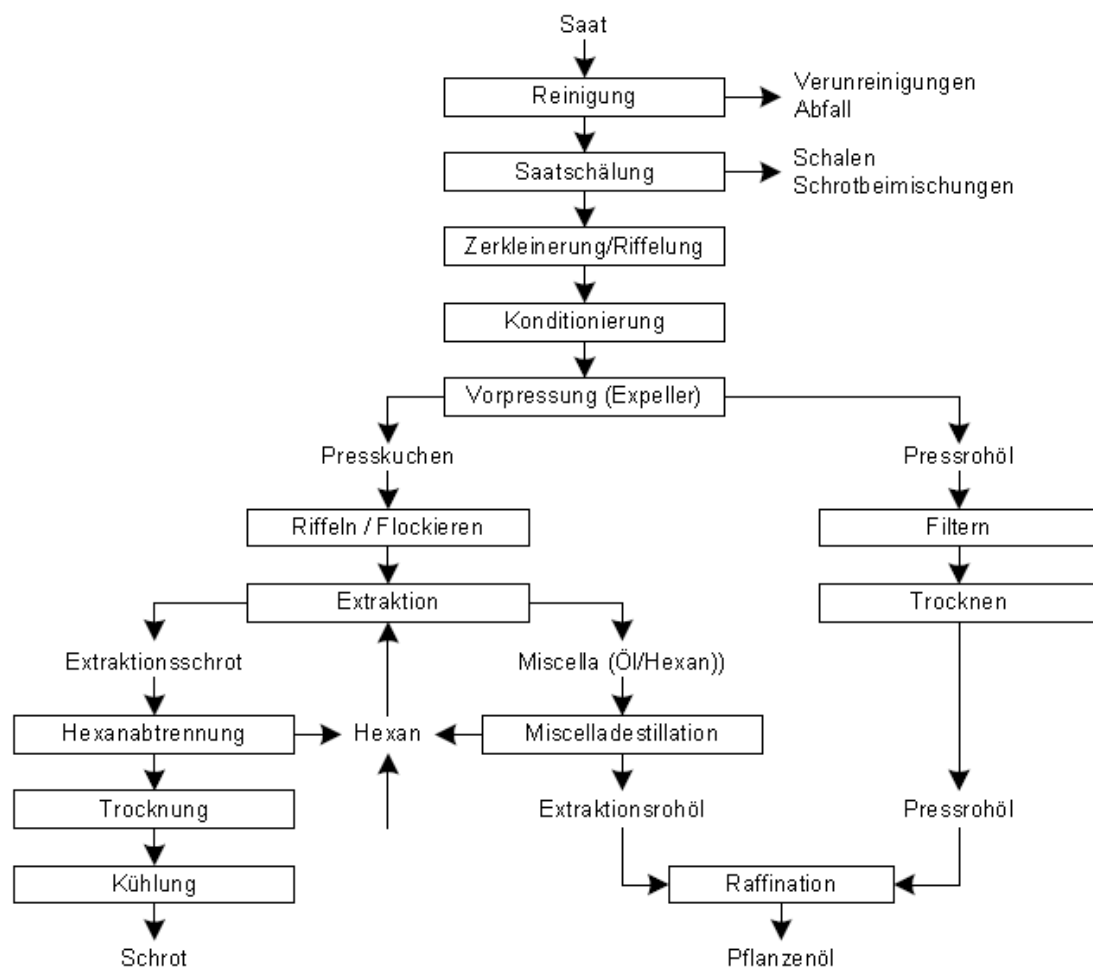


Abbildung 33 Gewinnung von Pflanzenöl [8]

Das bekannteste Verfahren zur Anpassung von Pflanzenöl zur Nutzung in konventionellen Dieselmotoren ist die Umesterung zu einem Pflanzenölmethylester [8]. Dieser Biodiesel basiert auf Rapsöl. Für die Umesterung wird Methanol eingesetzt. Die Beimischung von

Biodiesel zu konventionellem Diesel wird je nach Anteil als B5 (5%), B10 (10%) oder B20 (20%) bezeichnet.

Als Bioethanol (auch Agraralkohol) bezeichnet man Ethanol, das ausschließlich aus Biomasse oder den biologisch abbaubaren Anteilen von Abfällen hergestellt wurde und für die Verwendung als Biokraftstoff bestimmt ist [25]. Für die Bioethanolherstellung sind zuckerhaltige Rohstoffe besonders geeignet. Hierzu zählen Zuckerrohr, Zuckerrüben und Zuckerhirse.

Bei der zweiten Generation der Biokraftstoffe handelt es sich um synthetische Biokraftstoffe, die als Biomass-to-Liquid (BtL)-Kraftstoffe bezeichnet werden. Diese werden aus z. B. Holz und Stroh hergestellt. Hierzu wird in einem ersten Verfahrensschritt mittels Vergasung ein Synthesegas (Rohgas) erzeugt [25]. Das Synthesegas enthält insbesondere Wasserstoff und Kohlenmonoxid. Im zweiten Schritt wird mittels des Fischer-Tropsch-Verfahrens hieraus ein Treibstoffvorprodukt synthetisiert [25]. Die Endprodukte, die daraus gewonnen werden, sind Diesel, Naphta (Rohbenzin) und Wachse. In **Abbildung 34** wird eine Verfahrenstechnologie für BtL-Kraftstoffe skizziert [25].

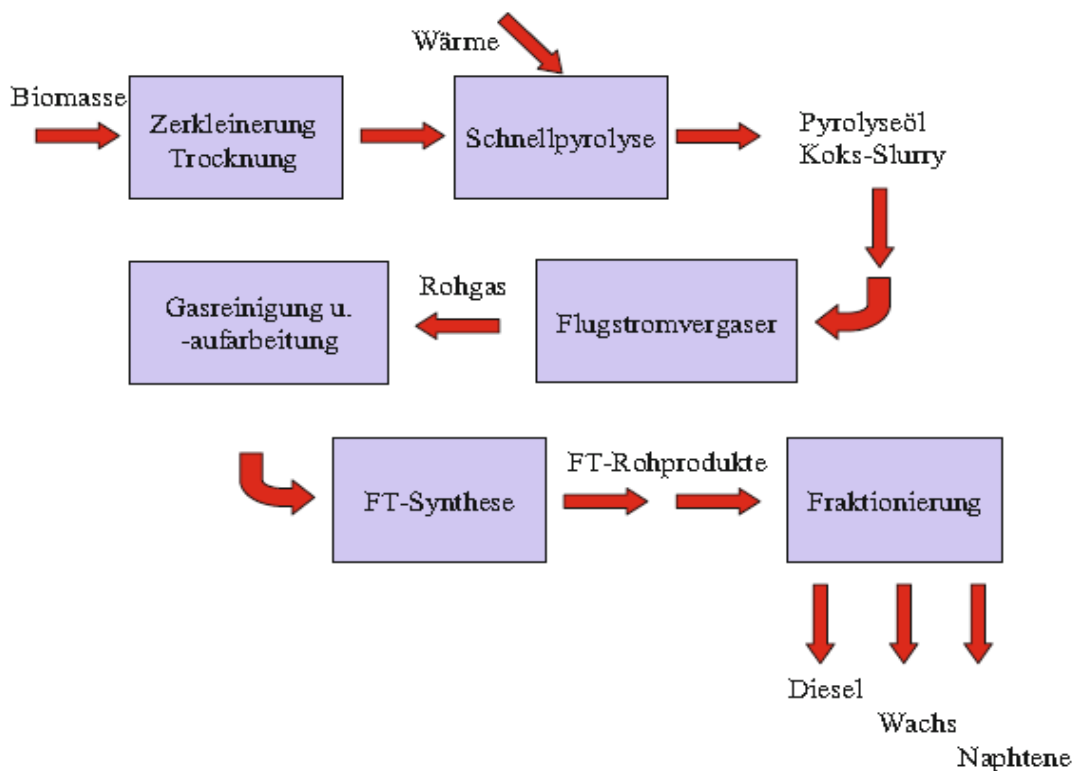


Abbildung 34 Verfahrenstechnologie für BtL-Kraftstoffe nach dem KIT-Verfahren [25]

Für die Synthese von **Biokraftstoffen** kommen verschiedene Verfahrenswege infrage. In **Abbildung 35** soll dazu ein kurzer Überblick gegeben werden [25]. Die Diskussion der Konkurrenzsituation zwischen Agrarprodukten zur Lebensmittelgewinnung und energetischen Nutzung (auch Teller-Tank-Diskussion) wird hier ausgeklammert. Es werden hier lediglich technologische Möglichkeiten dargestellt.

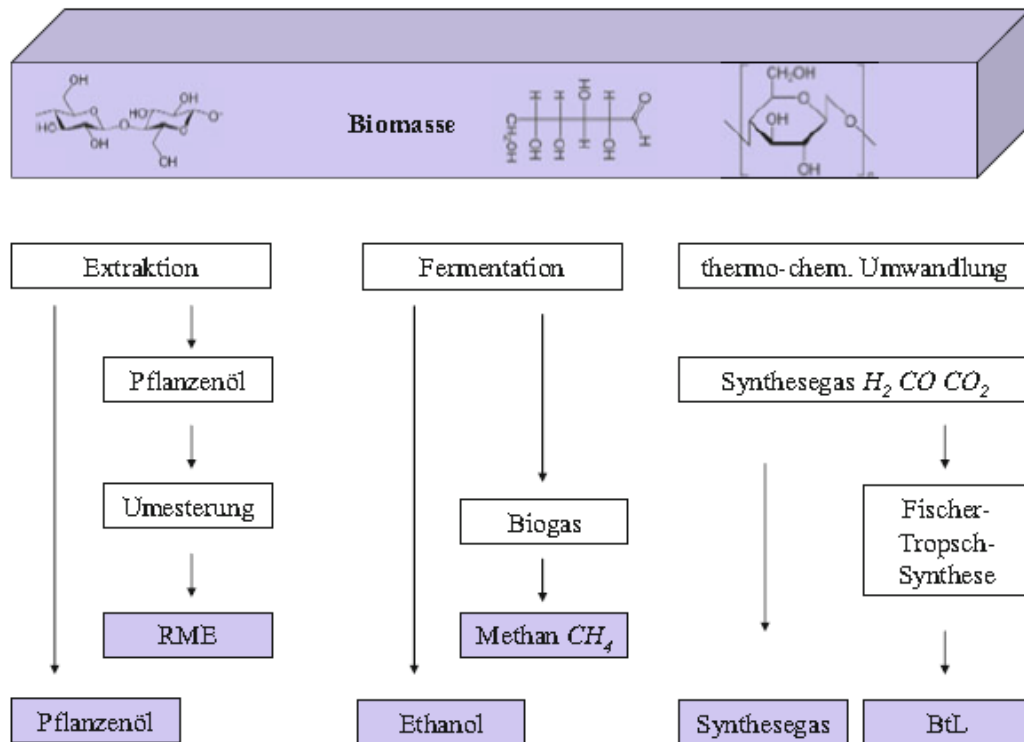


Abbildung 35 Verschiedene Verfahrenswege zur Biokraftstoffherstellung [25]

2.5.3. Anwendungsbeispiele

Bioenergie kann durch moderne Technologien - wie dargestellt - in vielfältiger Form in feste, flüssige oder gasförmige Energieträger umgewandelt werden, so dass es viele Anwendungsmöglichkeiten gibt. **Abbildung 36** fasst die Wandlungsketten für Bioenergie zusammen [8]. Aus der Abbildung ist zu erkennen, dass die Fischer-Tropsch-Kraftstoffe nicht aufgeführt sind. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bislang keine Btl-Anlagen großtechnisch weltweit existieren.

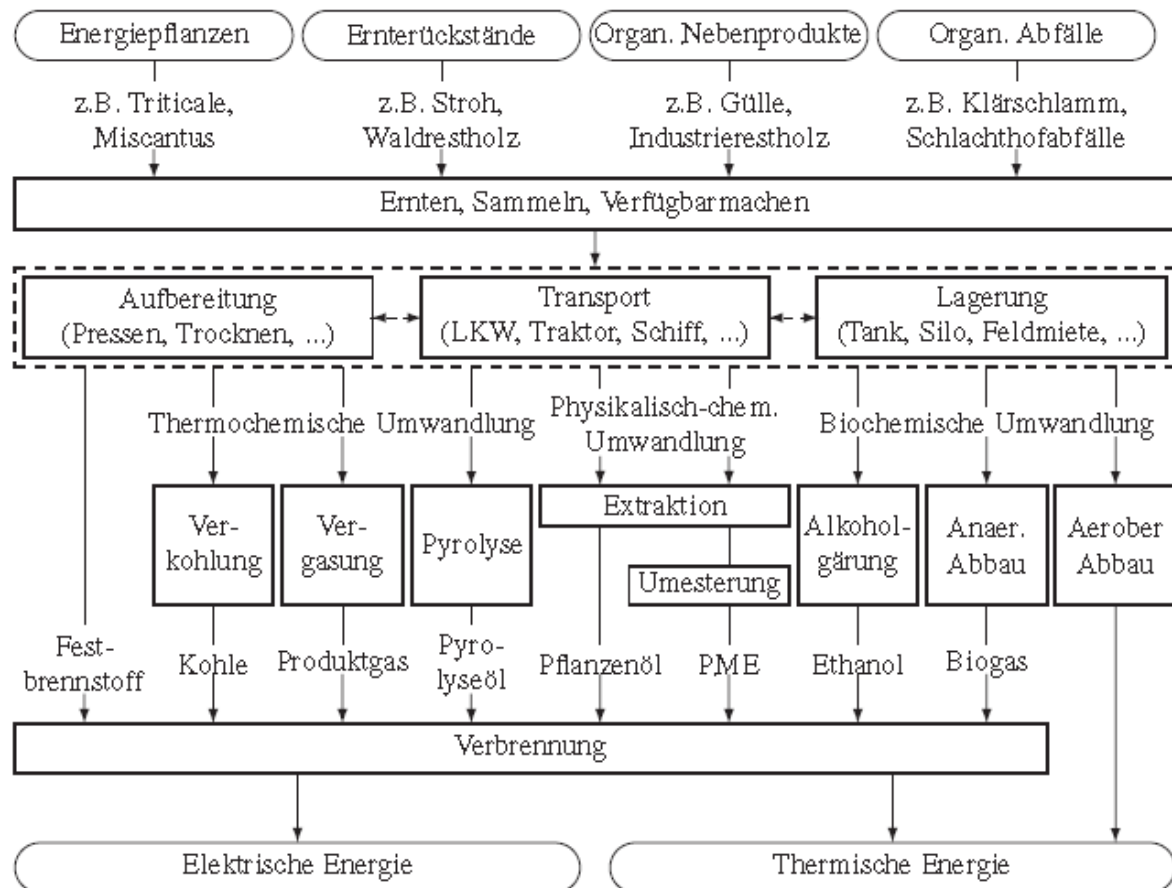


Abbildung 36 Wandlungsketten für Bioenergie [8]

Für die Anwendung der kombinierten Erzeugung von Wärme und Strom ist in **Abbildung 37** eine Beispielanlage dargestellt [25].

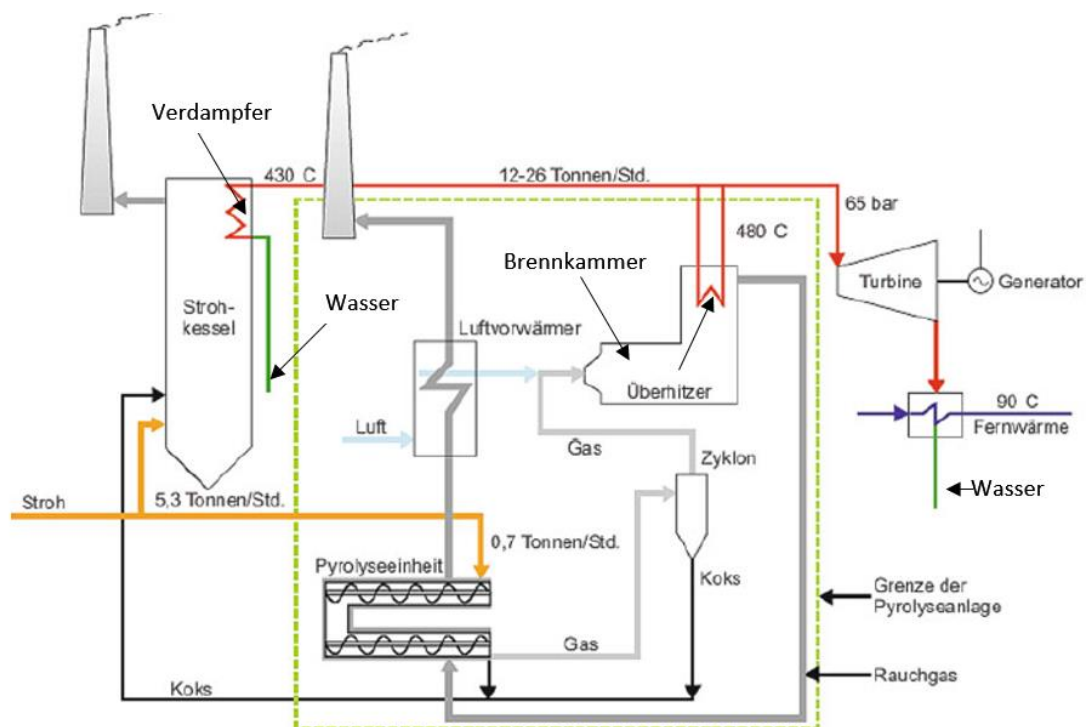


Abbildung 37 Strohpyrolyseanlage (Versuchsanlage) für die kombinierte Erzeugung von Wärme und Strom (KWK Heizkraftwerk Haslev/Dänemark) [25]

Bei der vorgestellten Anlage handelt es sich um eine Versuchsanlage, für die seit 1987 Vorversuche liefen und seit 1996 Modifikationen vorgenommen wurden [25]. Bei dieser Anlage wurde ein Zwischenüberhitzer eingesetzt, um den Wirkungsgrad des Dampfkraftprozesses zu erhöhen [25]. Dieser Zwischenüberhitzer wird mit Pyrolysegas befeuert, welcher aus der schneckenbasierten Pyrolyseeinheit entstammt [25]. Die schneckenbasierte Pyrolyseeinheit hat eine Manteltemperatur von ca. 600 °C, wodurch eine Pyrolysetemperatur von ca. 500 °C bei einem Strohdurchsatz von 0,7 t/Std. realisiert wird [25].

Bei der ersten Generation von Biokraftstoffen ist Rapsöl ein wichtiger Rohstoff aus dem Bereich der **Pflanzenöle**. 1 Liter Pflanzenöl ersetzt ca. 0,96 l Diesel [26]. Aus 3,5 t Rapssaat entstehen ca. 1.500 l Biodiesel (sowie 2 t Futtermittel und 130 kg Glycerin) [26]. Während Pflanzenöl und Biodiesel für Dieselmotoren geeignet sind, kann **Bioethanol** Ottokraftstoffe, also Benzin und Superkraftstoff, ersetzen [26]. 1 Liter Ethanol ersetzt ca. 0,66 Liter Ottokraftstoff [26].

Bei der zweiten Generation können **BtL-Kraftstoffe** erheblich zur Substitution der endlichen fossilen Kraftstoffe beitragen. Es ist möglich, verschiedene Biomassen als Rohstoff einzusetzen. Diese sind meistens Stroh und Restholz oder Restmüll bis hin zu Energiepflanzen. In der **Abbildung 38** wird eine Beispielanlage für **BtL** gezeigt [29].



Abbildung 38 Beispielanlage für BtL in Freiberg, Deutschland Choren Fuel GmbH & Co. KG [29]

Durch diese Anlage kann nachwachsende Biomasse in Strom, Wärme und den synthetischen Kraftstoff SunDiesel umgewandelt werden. Es handelt sich um die weltweit erste kommerzielle BtL-Anlage mit einer geplanten Produktionskapazität von 15.000 t/Jahr SunDiesel, dessen Bau im Jahre 2007 abgeschlossen wurde.

3. Erneuerbare Energien in der Türkei

Im dritten Kapitel werden die vorhandenen Potenziale der verschiedenen erneuerbaren Energiearten mit besonderem Bezug zur Türkei betrachtet. Es ist zunächst sinnvoll, die geografische Lage der Türkei in den Fokus zu nehmen. Hieraus resultieren die Potenziale für Wasserenergie, Windenergie, Sonnenenergie, Geothermie und Bioenergie.

3.1. Geografische Lage

Die Republik Türkei bildet eine Landbrücke zwischen Asien und Europa. Die Nation befindet sich sowohl auf dem europäischen als auch auf dem asiatischen Kontinent. Die zwei Kontinente sind nur durch den Bosphorus und die Dardanellen voneinander getrennt. Die Landesfläche umfasst 783.562 km² [3]. Die Türkei hat eine Gesamtbevölkerung von etwa 80 Millionen (2016) [3]. Ankara ist die Hauptstadt der Türkei mit etwa 5,3 Mio. Einwohnern [3].

Die Türkei liegt zu 97 % in Asien, dieser Teil heißt Anatolien [30]. Nur zu 3 % liegt sie in Europa, im südöstlichen Teil des Balkans, der Thrazien benannt ist [30]. Beide Teile werden durch die Meerenge des Bosphorus und der Dardanellen getrennt, die eine strategische Bedeutung in dieser Region haben, da sie das Schwarze- mit dem Mittelmeer verbinden. Sie sind zugleich der einzige Zugang in den Schwarzmeerraum. Die geographische Lage sowie die topographischen Beschaffenheiten der Türkei werden in **Abbildung 39** verdeutlicht [30].

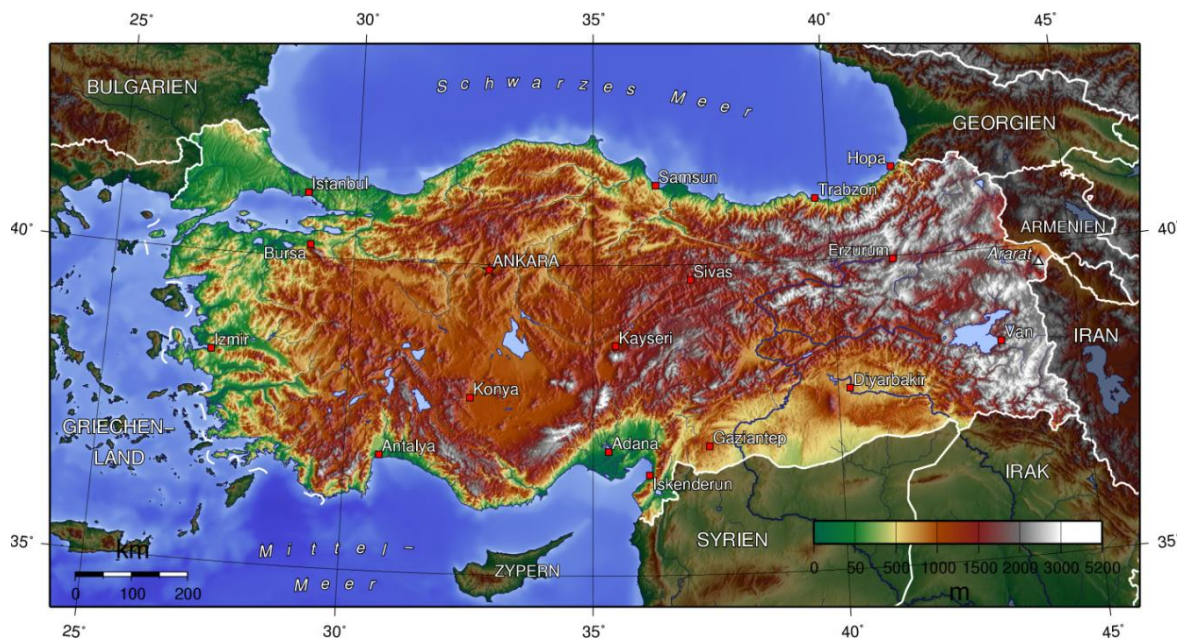


Abbildung 39 Geographische Lage und Topographie der Türkei [30]

Die Pontic-Bergkette im Norden und die Taurus-Bergkette im Süden umschließen das zentrale Plateau Anatoliens und gehen dann in das Gebirgsgebiet im Osten des Landes über [31]. Hier entspringen die Flüsse Euphrat und Tigris [31]. Die vier Meere - im Norden

das Schwarze Meer, im Westen das Marmarameer und die Ägäis sowie im Süden das Mittelmeer - bilden 8.333 km Küstenlinie mit dem türkischen Festland [31].

In der Türkei gibt es gemäß **Abbildung 40** insgesamt 81 Provinzen [32]. Istanbul ist die größte nach der Bevölkerungszahl mit etwa 14,8 Mio. Einwohnern [3].



Abbildung 40 Provinzen der Türkei [32]

Die Türkei ist in sieben unterschiedliche Regionen gegliedert (siehe auch **Abbildung 41**) [33]:

- Marmara-Region und Thrazien: Thrazien ist der europäische Teil der Türkei. In der Marmara-Region befinden sich die Metropolen Istanbul und Bursa sowie die Halbinsel Gallipoli und die Dardanellen, deren Hauptteil eine von breiten Tälern durchzogene Tafel in Höhen von 100 bis 200 Metern bildet.
- Zentralanatolien: eine Hochlandregion mit der Hauptstadt Ankara und dem großen Salzsee.
- Ägäis-Region: Hier liegen die Westküsten bis Zentralanatolien mit vielen historischen Orten und Naturlandschaften wie die Kalksteinterrassen.
- Mittelmeer-Region: Die Südküsten, die zwischen dem Taurusgebirge parallel zur Küste liegen.
- Südostanatolien: Der Südosten der Türkei ist das alte nördlichen Mesopotamien mit den Flüssen Euphrat und Tigris.

- Ostanatolien: umfasst etwa ein Viertel der Türkei mit dem Berg Ararat.
- Nordanatolien und die Schwarzmeerküste mit einer Länge von 1100 km



Abbildung 41 Regionen der Türkei [32]

Die Türkei grenzt in Anlehnung an **Abbildung 42** [32] im Nordosten an Georgien und Armenien. Im Osten grenzt sie an den Iran, im Südosten an den Irak und Syrien. Das Land wird im Norden vom Schwarzen Meer begrenzt. Im Süden bildet das Mittelmeer die Grenze, im Westen die Ägäis, im Nordwesten grenzt es an Griechenland und Bulgarien.



Abbildung 42 Nachbarländer der Türkei [32]

Das abwechslungsreiche Klima in der Türkei beeinflusst erheblich die landwirtschaftliche Entwicklung. Ein mediterranes Klima ist überwiegend in den Küstengegenden zu finden. Mittelmeerklima herrscht mit trockenen, heißen Sommern und regenreichen, milden

Wintern an der Südküste (Mittelmeer-Region). Im westlichen Randgebirge (Ägäis) herrschen warmfeuchte Meereswinde. Das Schwarzesmeerklima zeichnet sich durch warme Sommer (nicht heiß) sowie kühle und gelegentlich kalte Winter aus. In der Zeit zwischen November und März sind kontinentale Kaltluftereinbrüche vom zentralen Balkan oder der nordöstlich befindlichen Landmassen Russlands möglich, die mit Schneefällen und Temperatureinbrüchen bis deutlich unter den Gefrierpunkt einhergehen können [32]. In Zentralanatolien -im Inneren des Landes- ist eher ein kontinentales Klima zu verzeichnen. Typisch für das kontinentale Klima sind heiße Sommer und kalte Winter.

In der ostanatolischen Region befinden sich schneebedeckte Hochgebirge mit Temperaturen bis minus 45 Grad Celsius im Winter. Im Vergleich zu Ostanatolien ist es in Südostanatolien milder, mit Tiefsttemperaturen von minus etwa 24 Grad im Winter und einem trocken heißen Sommer mit Höchsttemperaturen von 49 Grad. In **Tabelle 4** ist die Klima- Tabelle der Türkei dargestellt [34].

	Durchschnittliche	Höchsttemperatur	Tiefsttemperatur	Durchschnittliche	Durchschnittliche
	Temperatur (in C°)	(in C°)	(in C°)	Feuchtigkeit (mg)	Niederschlag (mm)
Marmaragebiet	13,5	44,6	-27,8	71,2	654,3
Ägäisches Gebiet	15,4	48,5	-45,6	60,9	569,0
Mittelmeergebiet	16,4	45,6	-33,5	63,9	706,0
Schwarzmeergebiet	12,3	44,2	-32,8	70,9	828,5
Zentralanatolien	10,6	41,8	-36,2	62,6	392,0
Ostanatolien	9,7	44,4	-45,6	60,9	569,0
Südostanatolien	16,5	48,8	-24,3	53,4	584,5

Tabelle 4 Klima-Tabelle der Türkei [34]

In den Randgebieten des Schwarzen Meeres sind die Niederschlagsmengen deutlich höher und auch gleichmäßiger über das Jahr verteilt. In diesem Gebiet sind jährlich mehr als 820 mm Niederschlag (siehe **Tabelle 4**) zu verzeichnen. Im Gegensatz dazu fällt in Zentralanatolien nur halb so viel Niederschlag. Die Schwarzmeerregion weist wie die Marmararegion eine hohe Luftfeuchtigkeit auf. Südostanatolien hat die geringste Luftfeuchtigkeit. In den Landkarten der **Abbildungen 43 bis 45** werden Regenmenge, Luftfeuchtigkeit und Sonnenscheindauer skizziert.

Die Türkei befindet sich größtenteils auf dem anatolischen Block, welcher zwischen der Eurasischen Platte im Norden sowie der Arabischen und Afrikanischen Platte im Süden liegt. Dies führt dazu, dass die Türkei eine seismisch sehr aktive und von Erdbeben geprägte Region darstellt. Investitionen können bezüglich des Erdbebenrisikos durch eine Versicherung abgesichert werden. In **Abbildung 46** wird das Erdbebenrisiko in der Türkei gezeigt.

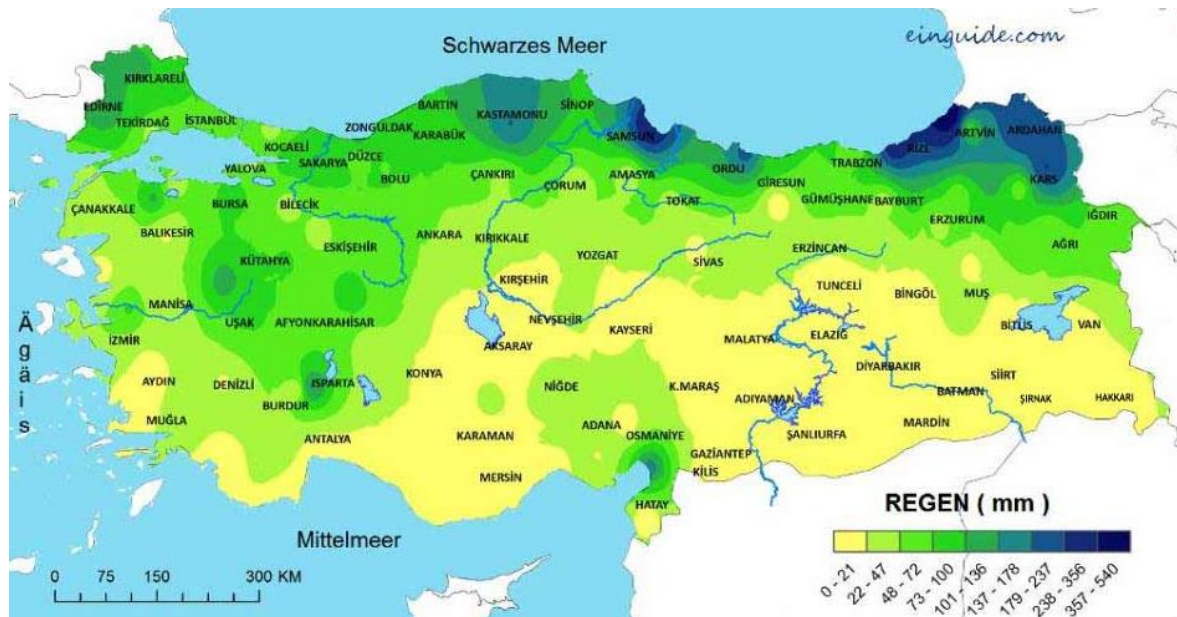


Abbildung 43 Regenmenge Türkei [32]

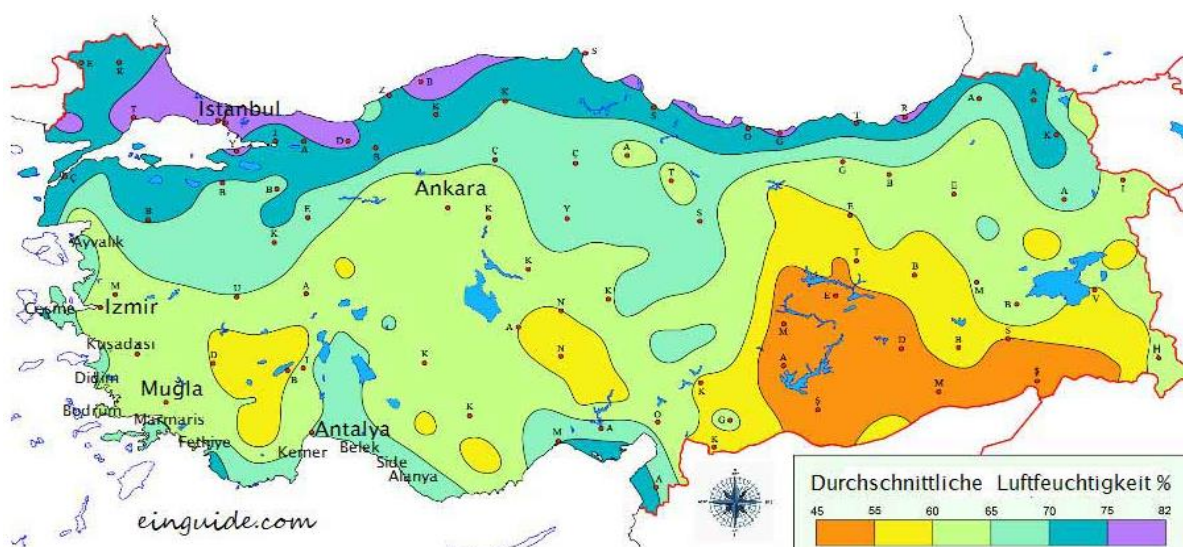


Abbildung 44 Durchschnittliche Luftfeuchtigkeit Türkei [32]

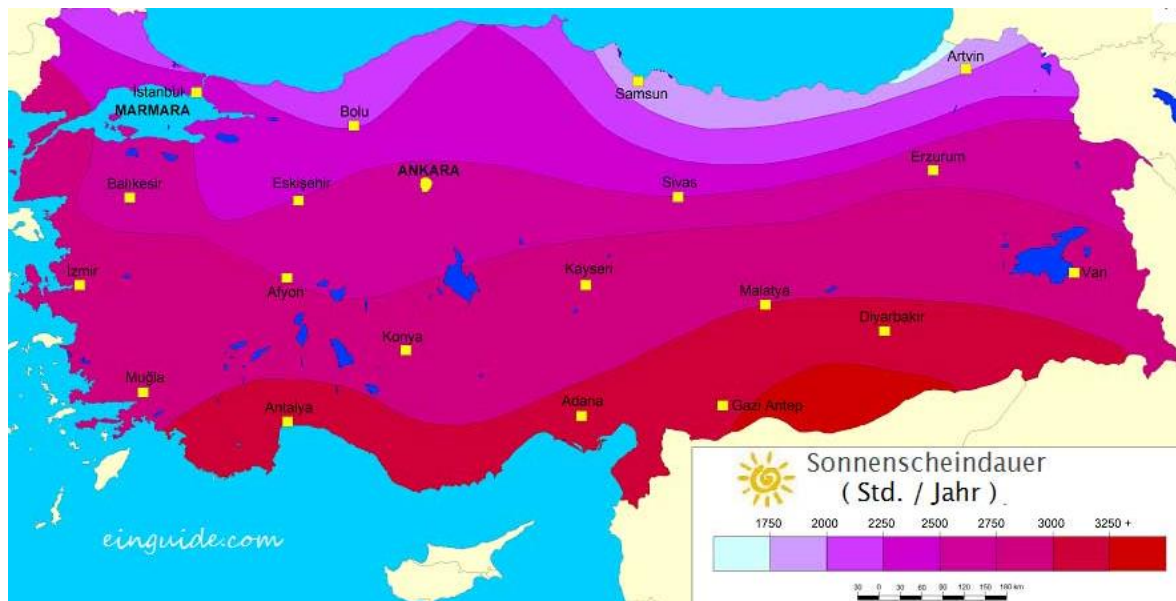


Abbildung 45 Sonnenscheindauer Türkei [32]

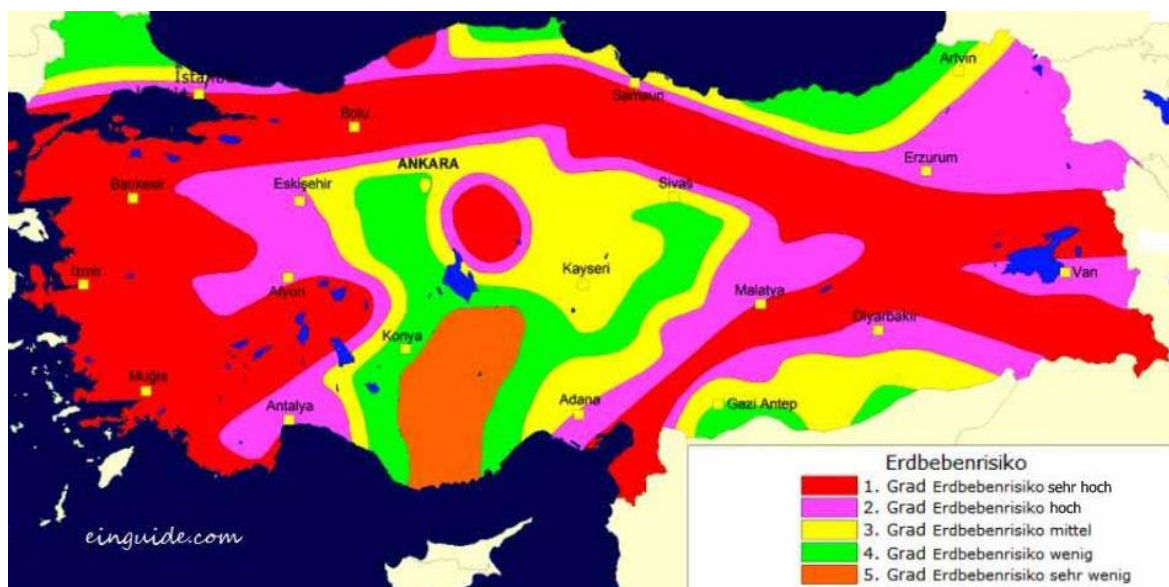


Abbildung 46 Erdbebenrisiko in der Türkei [32]

3.2. Wasserkraft in der Türkei

Die Türkei liegt beträchtlich über der Meeresebene und verfügt dementsprechend über das zweitgrößte Wasserkraftpotenzial in Europa nach Norwegen. (16 % des Europäischen Potenzials entfällt auf die Türkei.) In der Welt belegt die Türkei den 9. Platz bezogen auf die installierte Leistung[35]. Die Region Südostanatolien mit den Flüssen Euphrat und Tigris besitzt etwa ein Drittel des Wasserkraftpotenzials des Landes.

Die Wasserkraft ist derzeit die bedeutendste erneuerbare Energiequelle der Türkei. Ende 2016 lag die installierte Leistung bei 26.681 MW aus 597 Wasserkraftanlagen [37]. Damit trägt die Wasserkraft fast 34 % zur Gesamtstromproduktion bezogen auf die installierte Leistung bei. Sie versorgte 2016 die türkische Bevölkerung mit einer Stromerzeugung von ca. 67.850 GWh [37]. Hiermit werden ca. 24,7 % des Energiebedarfs aus Wasserkraft in der Türkei gedeckt [37].

Abbildung 47 zeigt die Entwicklung der installierten Kapazität in den Jahren 2005-2016 [38]. Es wird deutlich, dass die Kapazität der Wasserkraft in den letzten zehn Jahren sich mehr als verdoppelt hat.

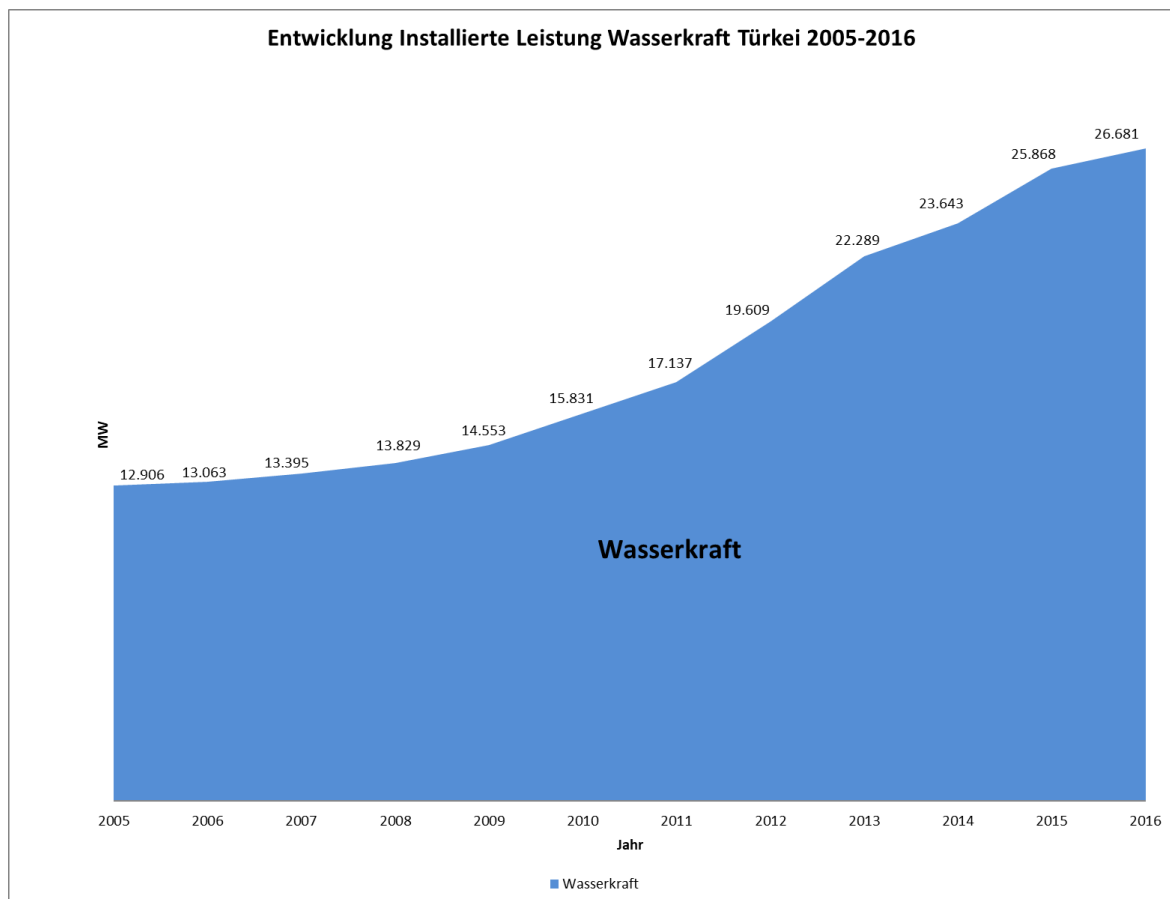


Abbildung 47 Entwicklung Installierte Leistung Wasserkraft Türkei 2005-2016 [38]
(eigene Darstellung)

Die Stromerzeugungstechnologien beruhen in der Türkei auf Flusskraftwerken und Talsperrenkraftwerken. Als Talsperrentyp dominieren Staudämme. **Abbildung 48** schildert den Ausbau der Flusskraftwerke und Talsperrenkraftwerke bis Mai 2017 [35]. Die

Talsperrenkraftwerke sind in **Abbildung 48** mit einer grünen Trendlinie gekennzeichnet, Flusskraftwerke mit einer blauen. Durch die neue Zuordnung im Januar 2016 ist eine Verschiebung von Flusskraftwerken zu Talsperrenkraftwerken in **Abbildung 48** zu verzeichnen [35]. Nach den neuen gesetzlichen Bestimmungen vom März 2013 (Strommarktgesetz 6446) [45] können Wasserkraftwerke ohne eine Lizenzierung durch die EPDK von privaten Firmen errichtet und betrieben werden. (Die EPDK ist die Regulierungsbehörde für den Energiemarkt in der Türkei.) Damit wurde der Weg für die Fertigstellung von vielen mehrheitlich kleinen Flusskraftwerken freigemacht. Daher ist ein starker Ausbau der Wasserkraftanlagen von März 2013 bis Mai 2017 in **Abbildung 48** zu verzeichnen [35].

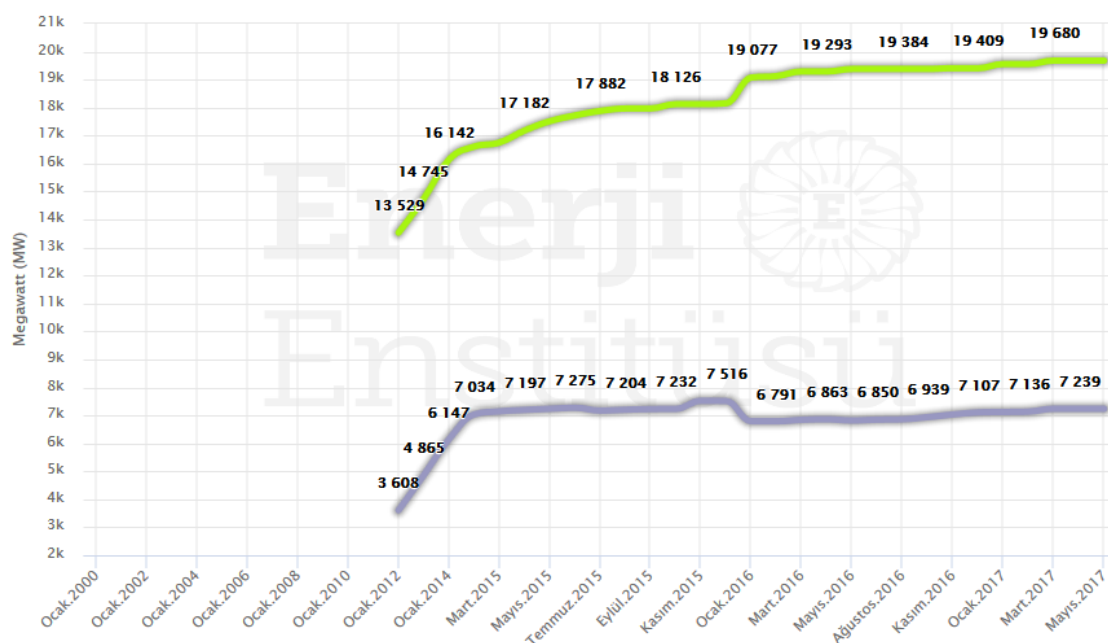


Abbildung 48 Ausbau der Talsperrenkraftwerke und Flusskraftwerke bis Mai 2017 [35]

In **Tabelle 5** sind als Beispielanlagen die 20 größten mit jeweiligen Leistungen, Standorten und Betreibern aufgeführt [36].

Nr.	Name Wasserkraftwerk	Provinz	Betreiber	Leistung
1)	Atatürk Wasserkraftanlage	Şanlıurfa	EÜAŞ	2.405 MW
2)	Karakaya Wasserkraftanlage	Diyarbakır	EÜAŞ	1.800 MW
3)	Keban Wasserkraftanlage	Elazığ	EÜAŞ	1.330 MW
4)	Altınkaya Wasserkraftanlage	Samsun	EÜAŞ	703 MW
5)	Birecik Wasserkraftanlage	Şanlıurfa	EÜAŞ	672 MW
6)	Deriner Wasserkraftanlage	Artvin	EÜAŞ	670 MW
7)	Beyhan Wasserkraftanlage	Elazığ	Cengiz Enerji	582 MW
8)	Oymapınar Wasserkraftanlage	Antalya	Cengiz Enerji	540 MW
9)	Boyabat Wasserkraftanlage	Sinop	Boyabat Elektrik	513 MW
10)	Berke Wasserkraftanlage	Osmaniye	EÜAŞ	510 MW
11)	Hasan Uğurlu Wasserkraftanlage	Samsun	EÜAŞ	500 MW
12)	Artvin Wasserkraftanlage	Artvin	Doğuş Enerji	332 MW
13)	Yedigöze Sanibey Wasserkraftanlage	Adana	Sanko Enerji	311 MW
14)	Ermenek Wasserkraftanlage	Karaman	EÜAŞ	302 MW
15)	Borçka Wasserkraftanlage	Artvin	EÜAŞ	301 MW
16)	Sır Wasserkraftanlage	Kahramanmaraş	EÜAŞ	284 MW
17)	Gökçekaya Wasserkraftanlage	Eskişehir	EÜAŞ	278 MW
18)	Göktaş Wasserkraftanlage	Adana	Bereket Enerji	276 MW
19)	Alkumru Wasserkraftanlage	Siirt	Limak Enerji	276 MW
20)	Arkun Wasserkraftanlage	Erzurum	Enerjisa Elektrik	245 MW
Gesamt				12.380 MW

Tabelle 5 Die zwanzig größten Wasserkraftanlagen in der Türkei [36] (eigene Darstellung)

Die größten Wasserkraftanlagen Atatürk, Karakaya, Keban und Birecik stellen Hochdruckanlagen des Euphrat dar. Die Atatürk Wasserkraftanlage ist mit 8 Francis-Turbinen ausgestattet und stellt mit einer Leistung von 2.400 MW die größte Hochdruckanlage dar. **Abbildung 49** vermittelt einen Eindruck zur Atatürk Wasserkraftanlage [36]. **Abbildung 50** zeigt die Positionierung der auf dem Euphrat errichteten Wasserkraftanlagen [36].



Abbildung 49 Die Atatürk-Wasserkraftanlage mit einer Leistung von 2.405 MW und 8 Francis-Turbinen (Hochdrucksysteme) [36]

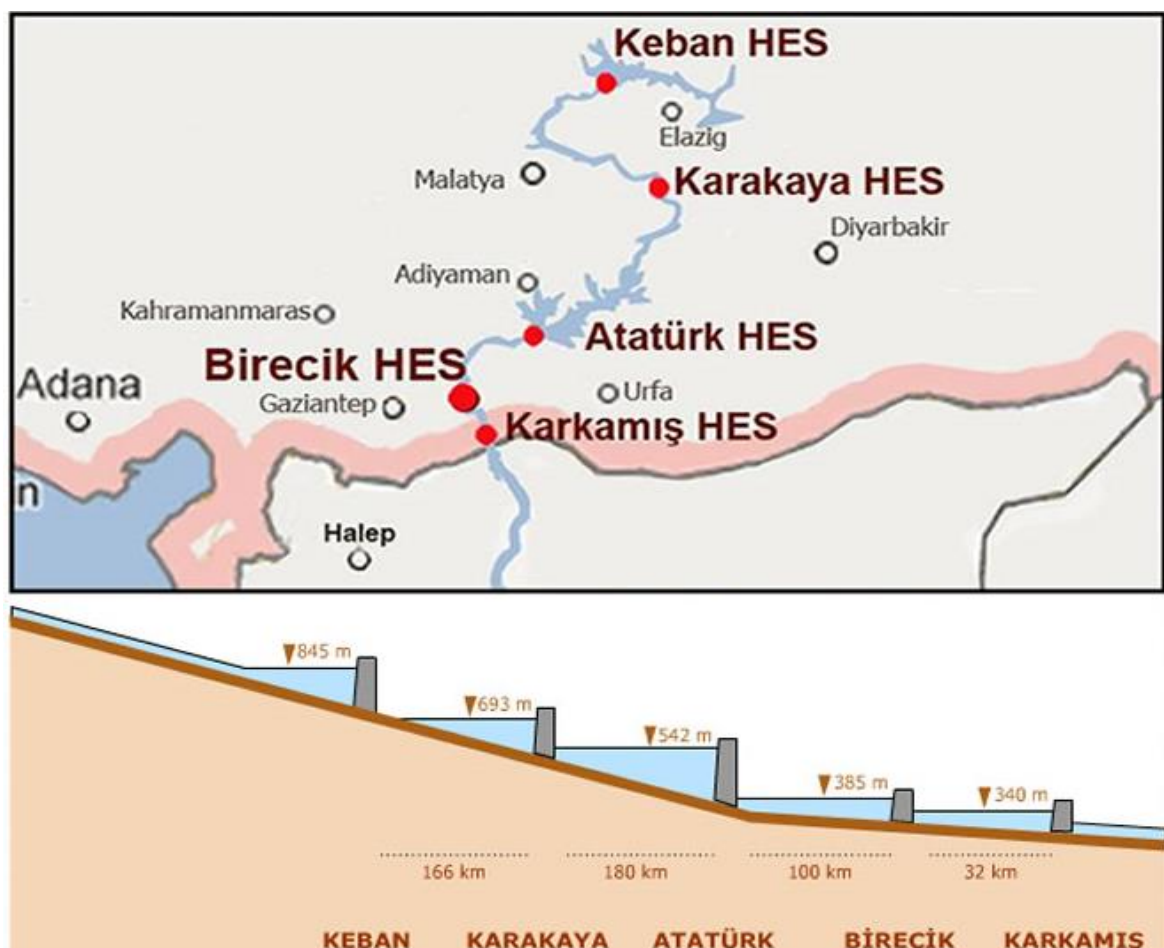


Abbildung 50 Wasserkraftanlagen auf dem Euphrat [36]

In **Tabelle 6** ist Gesamtheit der Wasserkraftwerke mit jeweiligen Leistungen, Standorten und Stromerzeugungen aufgeführt [39]. Die Wasserkraftwerke werden im Auftrag des

türkischen Wasseramtes (DSI) von privaten Firmen bzw. der Wirtschaft gebaut. In den Jahren 1924-2015 sind 513 Wasserkraftanlagen auf Investitionen durch private Firmen zurückzuführen. Ca. 80 % dieser Wasserkraftanlagen sind in den Jahren 2005-2015 und als Folge der Änderung der gesetzlichen Rahmenbedingungen errichtet worden. Es handelt sich hauptsächlich um Flusskraftwerke, für die weniger große Investitionsvolumina benötigt werden. Die produktiven jährlichen Arbeitsstunden solcher Anlagen liegen hier bei 2.650 [40]. Die im Auftrag vom Wasseramt der Türkei errichteten Wasserkraftanlagen sind eher Talsperrenkraftwerke mit großen Staudämmen. Hier liegen die produktiven Arbeitsstunden bei 3.040 p.a. [40]. Diese Wasserkraftwerke werden von EUAS betrieben, ein staatlicher türkischer Energieversorger. Im Eigentum der EUAS befinden sich die Stromerzeugungsanlagen. In **Abbildung 51** wird die Entwicklung der privaten Investitionen dargestellt [39].

Provinz	von privaten Firmen errichtete Wasserkraftwerke, 1924-2015			Im Auftrag vom Wasserramt der Türkei (DSİ) errichtete Wasserkraftwerke 1956-2015		
	Anzahl Wasserkraftwerke	Leistung (MW)	Erzeugung(1) (GWh/Jahr)	Anzahl Wasserkraftwerke	Leistung (MW)	Erzeugung(1) (GWh/Jahr)
Gesamt	513	13.792	47.502	65	12.359	43.924
Trabzon	40	526	1.882			
Giresun	35	944	3.261	1	75	314
Kahramanmaraş	32	1.072	2.895	2	178	763
Erzurum	24	740	2.473	1	21	36
Sivas	22	240	1.036	2	152	434
Adana	21	1.286	4.462	3	236	966
Mersin	20	431	1.714	3	161	534
Antalya	19	317	1.200	2	572	1.762
Osmaniye	16	821	2.815	1	138	569
Artvin	15	565	1.720	3	1.085	3.601
Rize	14	329	1.299			
Muğla	13	191	798	1	115	343
Bursa	13	190	669			
Adıyaman	13	191	763			
Denizli	11	107	328	1	62	150
Erzincan	11	266	967	2	18	69
Kayseri	10	250	1.105			
Amasya	10	133	484	1	1	3
Tokat	9	284	1.235	2	117	688
Malatya	9	64	289	1	1	2
Karaman	8	226	778	1	302	1.187
Ordu	8	202	678			
Gümüşhane	8	239	712	2	188	520
Kars	8	134	474	1	15	48
Bolu	7	124	367			
Kastamonu	7	43	160			
Elazığ	7	930	2.316	2	1.500	7.013
Düzce	6	85	291			
Isparta	6	51	171	1	51	222
Sakarya	5	50	277			
Konya	5	19	86			
Nevşehir	5	87	377			
Aydın	4	44	163	2	94	261
Sinop	4	536	1.560			
Ardahan	4	111	388			
Siirt	4	344	1.097			
Kütahya	3	17	68			
Bilecik	3	22	122			
Karabük	3	71	250			
Samsun	3	29	162	5	1.333	3.464
Çorum	3	135	668	1	211	473
Bayburt	3	26	95			
Bingöl	3	51	151			
Tunceli	3	87	339	1	19	78
Muş	3	5	15	1	160	488
Hakkari	3	48	160			
Diyarbakır	3	47	150	3	2.005	7.798
Balıkesir	2	15	68	1	20	73
Ankara	2	27	171	2	130	440
Hatay	2	14	51			
Kırkkale	2	34	146			
Zonguldak	2	34	147			
Bartın	2	7	24			
Van	2	45	180	4	18	73
Bitlis	2	1	2			
Gaziantep	2	2	12	1	189	652
Afyonkarahisar	1	3	22			
Eskişehir	1	160	400	3	333	771
Kocaeli	1	0	1			
Niğde	1	0	1			
Yozgat	1	3	13			
Çankırı	1	1	5			
Iğdır	1	11	50	1	3	12
Şanlıurfa	1	672	2.516	2	2.456	9.024
Batman	1	52	225	1	198	483
Manisa				1	69	193
Kırşehir				1	128	400
Mardin				1	5	17
Şırnak				1	1	1

(1) Best Case Stromerzeugung

Tabelle 6 Installierte Wasserkraftwerke in der Türkei mit Standort, Leistung und Stromerzeugung [39] (eigene Darstellung)

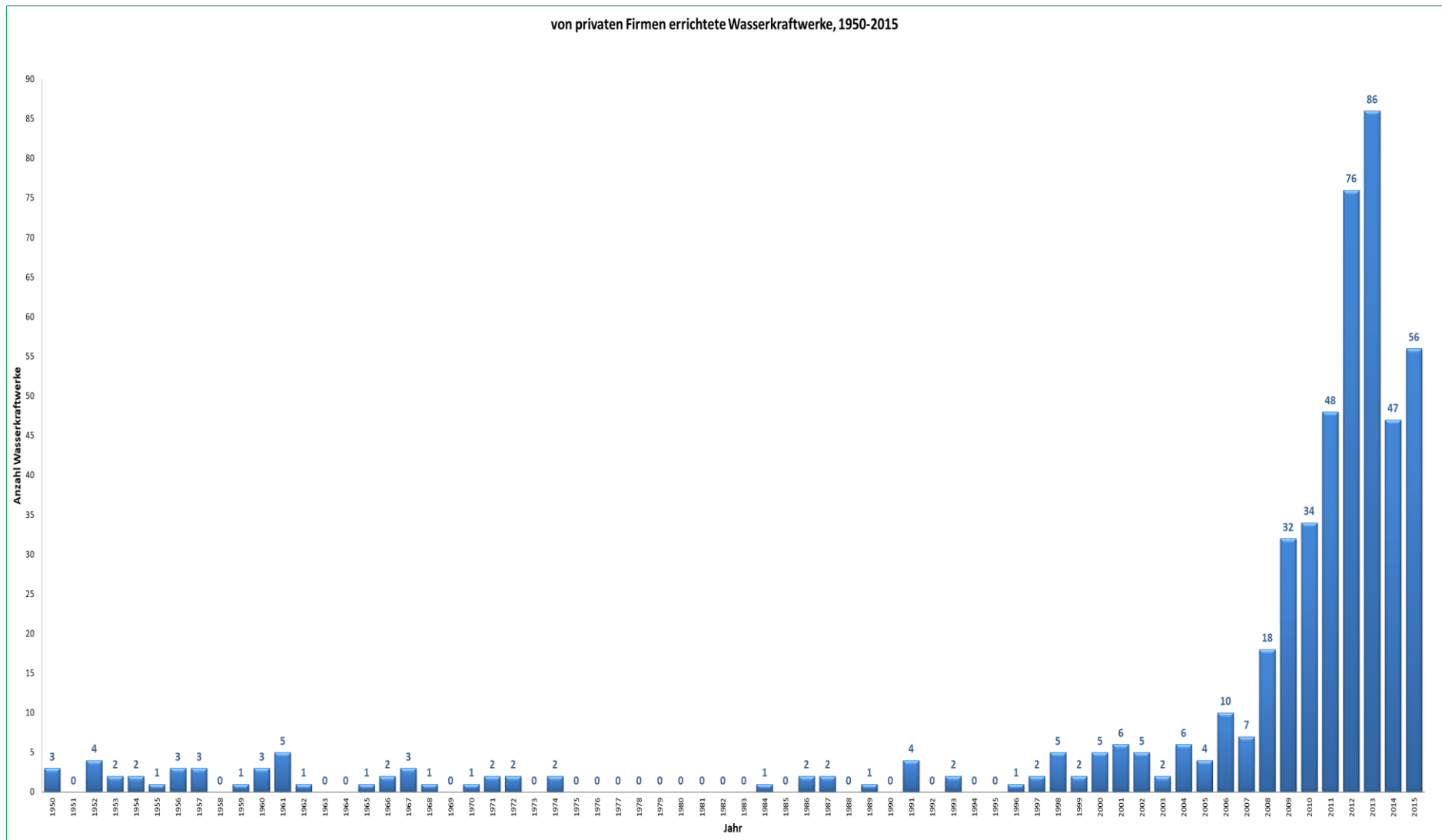


Abbildung 51 Entwicklung der Errichtung von Wasserkraftwerken durch privaten Firmen [39] (eigene Darstellung)

Anhand von **Abbildung 51** wird deutlich, dass die Privatisierung des Marktes durch neue gesetzliche Bestimmungen (Erneuerbaren Energiegesetz 5346 [45], 10.05.2005 und Strommarktgesetz 6446 [45], 30.03.2013) zu einem erhöhten Anteil privater Investitionen in Wasserkraftanlagen in den letzten Jahren führte. Diese Entwicklung ist auch in den nächsten Jahren zu prognostizieren, weil die vorhandene Wasserkraftkapazität noch nicht ausgeschöpft ist. In **Abbildung 52** wird der geplante weitere Ausbau von Wasserkraftanlagen bis zum Jahr 2023 skizziert [36].

Ausbau der Leistung von Wasserkraftanlagen Vorschau 2023
in MW

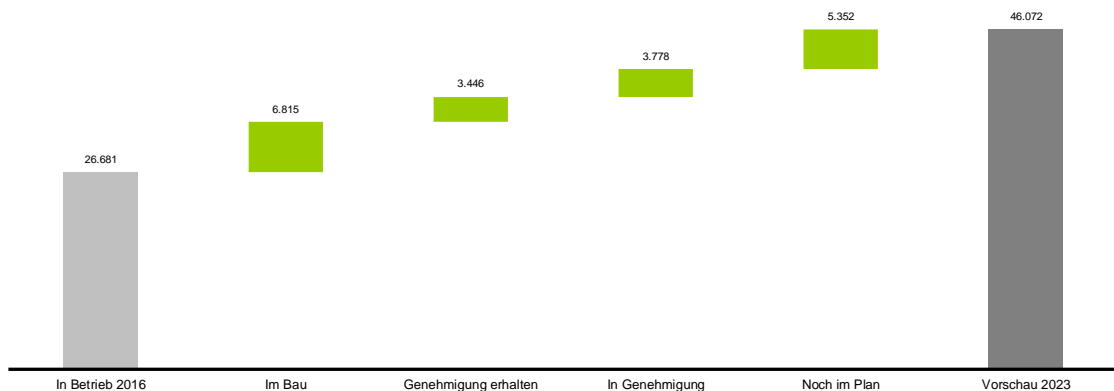


Abbildung 52 Ausbau der Leistung von Wasserkraftanlagen bis 2023 [36] (eigene Darstellung)

In **Abbildung 53** wird die Anzahl der voraussichtlich noch zu installierenden Wasserkraftanlagen bis 2023 skizziert [39].

Anzahl der Ausbau von Wasserkraftanlagen Vorschau 2023
in Stück

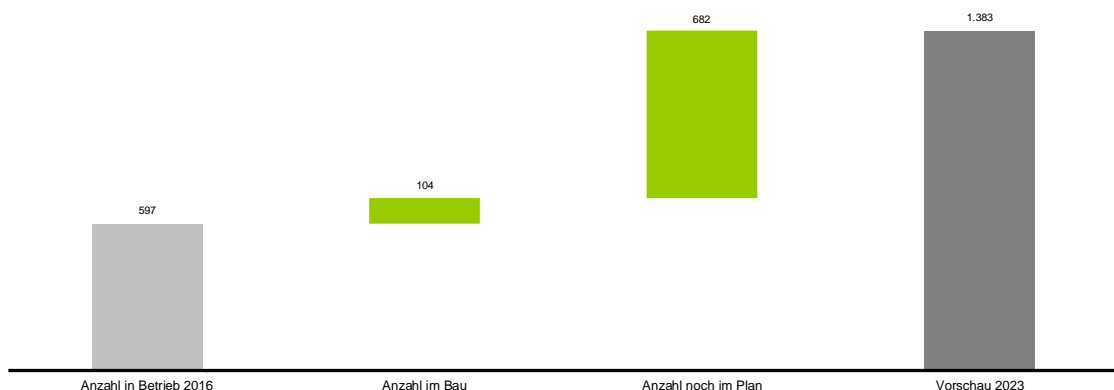


Abbildung 53 Anzahl der noch zu installierende Wasserkraftanlagen bis 2023 [39] (eigene Darstellung)

Damit würden im Vergleich zum gegenwärtigen Zeitpunkt weitere 786 Wasserkraftwerke erstellt. Wer diese Wasserkraftwerke errichten soll, zeigt die **Abbildung 54** [39].

Ausbau der Leistung von Wasserkraftanlagen durch den Staat und privaten Firmen Vorschau 2023
in MW

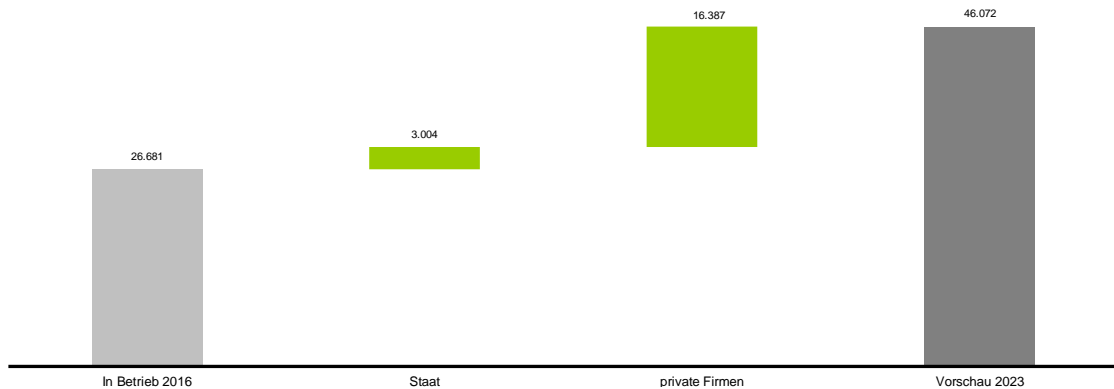


Abbildung 54 Ausbau der Leistung von Wasserkraftanlagen durch den Staat und privaten Firmen bis 2023 [39] (eigene Darstellung)

Insgesamt wird dann die Kapazität auf 46.072 MW erhöht. Es ist davon auszugehen, dass bis 2023 ein Großteil des ökonomischen Potenzials der Wasserkraft genutzt sein wird [37]. Dabei setzt die türkische Regierung auf den privaten Sektor. Wie aus **Abbildung 54** hervorgeht, sollen noch 19.391 MW Leistung installiert werden, davon 85 % (16.387 MW) von privaten Firmen. Dabei versucht die türkische Regierung im Strommarkt bevorzugte Lizenzierungsbedingungen zu schaffen, um den Ausbau der Wasserkraft durch private Investoren voranzutreiben. Durch die Möglichkeit ohne Lizenzierung auszukommen soll das Interesse von Unternehmen an den Investitionen geweckt werden, viele kleine Wasserkraftwerke zu errichten und zu betreiben. Dies soll zu einem starken Wachstum des Strommarktes führen. Die Stromerzeugung steigt unter diesen Voraussetzungen allein durch Wasserkraft von ca. 67.850 GWh auf 140.000 GWh [37]. Die Türkei hat grundsätzlich ein technisches Potenzial von 216.000 GWh [37]. Davon sind jedoch lediglich 140.000 GWh wirtschaftlich bis zum Jahr 2023 realisierbar [37]. Entsprechend werden noch Investitionen in Höhe von ca. 20 Milliarden Euro bis zum Jahr 2023 erwartet [37]. Die notwendige Umsiedlung von Wohngebieten verhindert die Nutzung des Gesamtpotenzials. Durch verhältnismäßig niedrige Investitionsvolumina und eine in den nächsten Jahren relativ gesicherte Vergütung in der Türkei sind Investitionen auch in Wasserkraftwerke mit kleiner und mittelgroßer Leistung in der Regel attraktiv.

3.3. Windenergie in der Türkei

Mit über 8000 km Küstenlänge verfügt die Türkei -wie bereits vermerkt- über ein enormes Potenzial für Windenergie. Die idealen natürlichen Windbedingungen und das große Flächenangebot bieten gute Voraussetzungen zur Nutzung der Windenergie als lukrative Alternative zur konventionellen Stromerzeugung.

Insofern ist die Türkei nach wie vor als Wachstumsmarkt für die Windenergie anzusehen. Während die meisten bedeutenden Märkte wie China, USA oder Deutschland den Windkraft-Zubau gedrosselt haben, ist die neu hinzugebaute Windenergie-Leistung in der Türkei im Jahr 2016 auf etwa 1.250 Megawatt (MW) gewachsen [41]. Damit hat die Windenergie in der Türkei ein Wachstum von 28 % im Vergleich zum Vorjahr erreicht. Im Jahr 2016 war die Türkei der siebtgrößte Windenergiemarkt der Welt [41].

Ende 2016 lag die installierte Onshore-Leistung bei 5.751 MW mit 170 Windkraftanlagen [37], gegenwärtig liegt sie bei 6.097 MW [36]. Sie versorgte 2016 die türkische Bevölkerung mit einer Stromerzeugung von ca. 15.658 GWh [37]. Damit wurden in der Türkei ca. 5,7 % des elektrischen Energiebedarfs aus Windkraft gedeckt [37].

Abbildung 55 zeigt die Entwicklung der installierten Kapazität in den Jahren 2005-2016 [38]. Es wird deutlich, dass die Kapazität der Windkraft in den letzten zehn Jahren stetig ausgebaut wurde und jedes Jahr mehr als 25 % gewachsen ist.

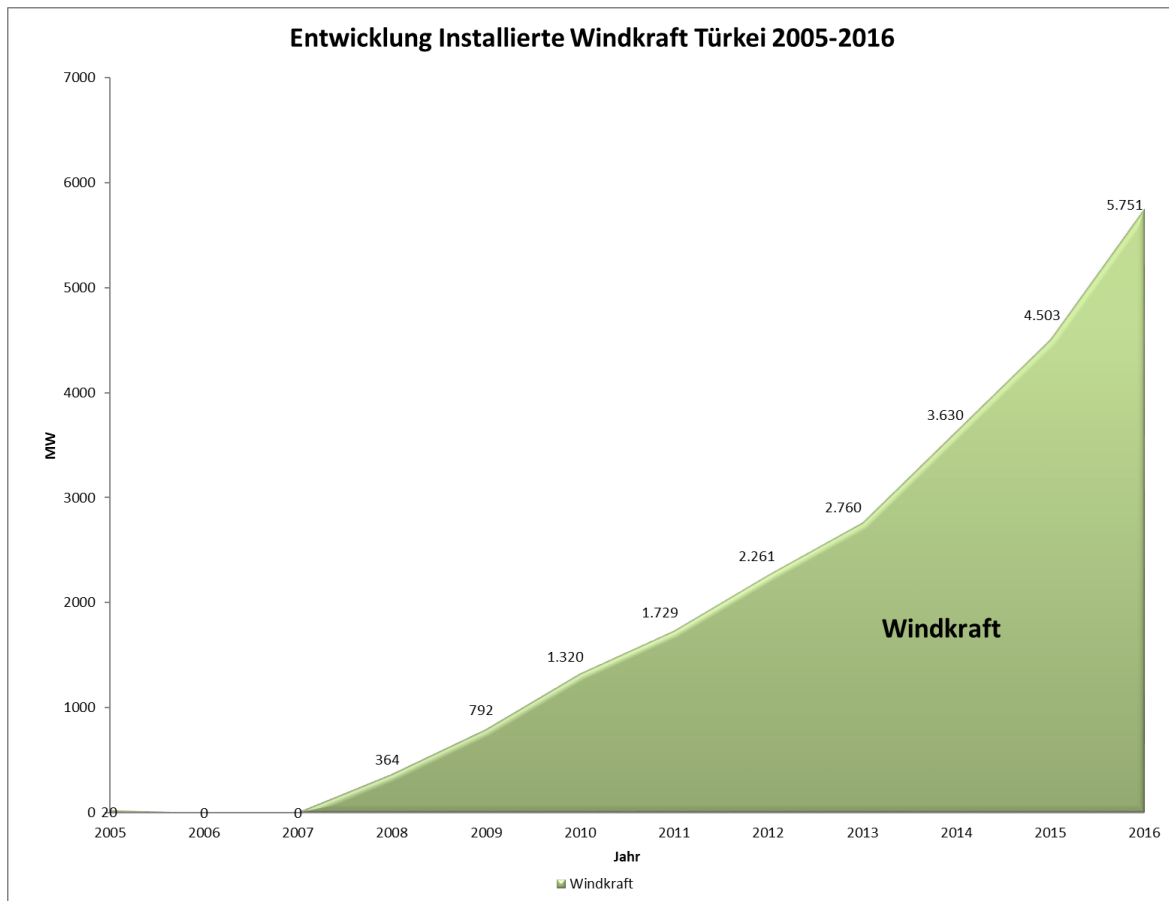


Abbildung 55 Entwicklung Windkraft Türkei 2005-2016 [38] (eigene Darstellung)

Die Ausnutzung der Windkraft beruht in der Türkei auf sog. lizenzierten und lizenzfreien Anlagen. Zum Betrieb der Windkraftanlagen größer als 1 MW Leistung ist eine Lizenz nötig, die von der Regulierungsbehörde EPDK erteilt wird. Die lizenzfreien Anlagen können im Rahmen der gesetzlichen Bestimmungen errichtet werden, um den Eigenbedarf an Strom zu decken und um die überschüssige Elektrizität in das öffentliche Stromnetz einzuspeisen [87]. **Abbildung 56** zeigt den Ausbau lizenzierter und lizenzfreier Windkraftanlagen bis Mai 2017 [35]. Die lizenzierten Anlagen werden in der **Abbildung 56** mit oranger Trendlinie, die lizenzfreien Anlagen mit blauer Trendlinie dargestellt. Ein starker Anstieg des Ausbaus ist für lizenzierte Windkraftanlagen ab März 2013 festzustellen. Lizenzfreie Anlagen sind aufgrund der infrastrukturellen Bedingungen noch im größeren Ausmaß implementiert worden. Die Kapazitäten der Umspannwerke, der Abstand zum Siedlungsraum, Verkehrsinfrastrukturen, Natur- und Gewässerschutz sind wichtige infrastrukturellen Bedingungen.

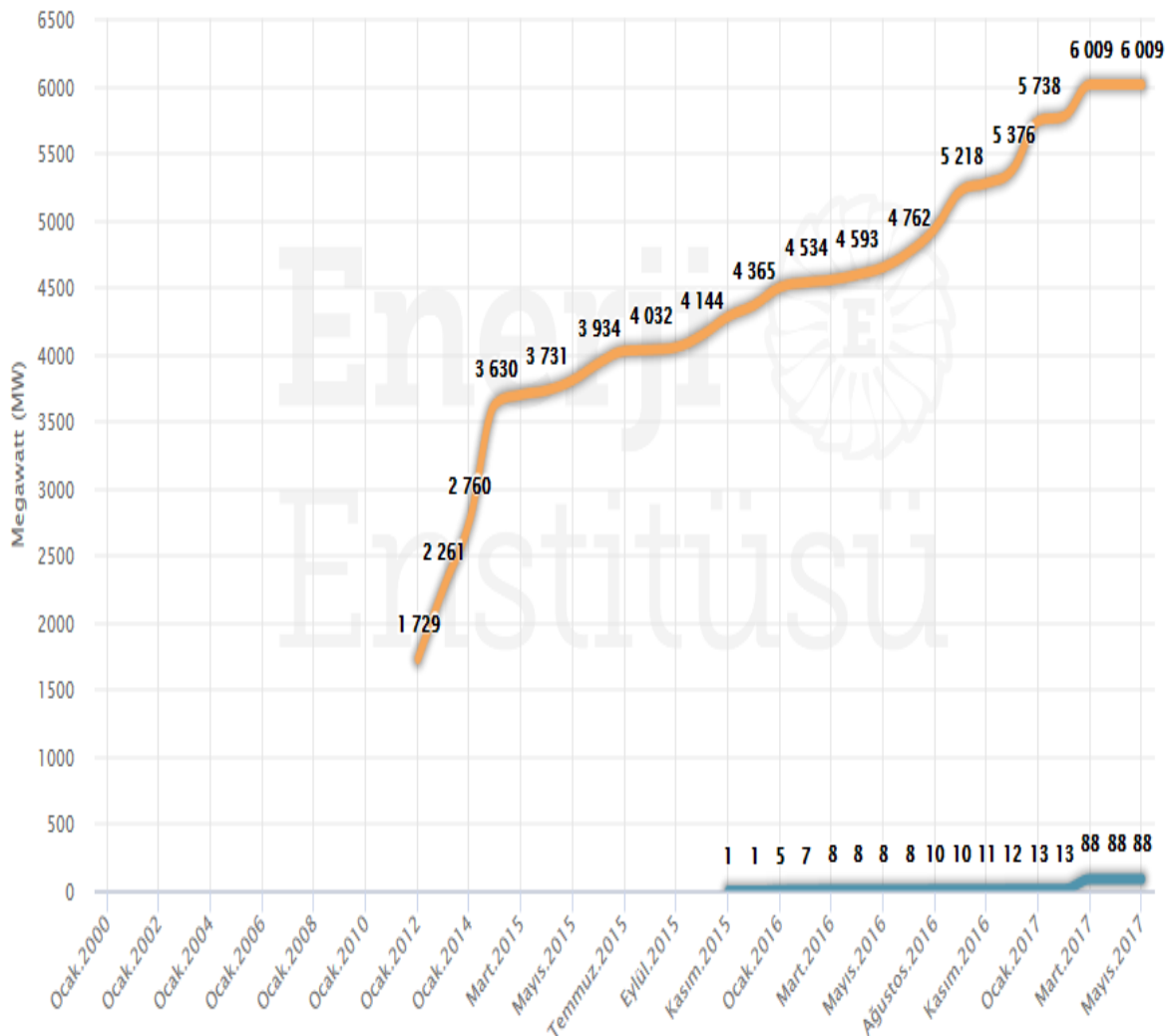


Abbildung 56 Ausbau der lizenzierten (orange) und lizenzfreien (blau) Windkraftanlagen bis Mai 2017 [35]

Auf der Grundlage der Windkarte in der Türkei können in der Regel eine Windgeschwindigkeit von 7,5 m/s und eine Rotorhöhe von 50 Metern für Windenergieanlagen von 5 MW pro km² angenommen werden [37]. Diese Daten stellen wichtige Voraussetzungen für eine wirtschaftliche Investition dar. **Abbildung 57** zeigt die Windkarte der Türkei [34]. An diversen Standorten ergeben sich Windstärken von über 8 - 9 m/s, die für die Windenergienutzung geeignet sind. **Abbildung 58** zeigt auf der Grundlage der Windkarte die Provinzen (in grüner Farbenskala), die für den Ausbau von Windenergieanlagen aufgrund der guten Windbedingungen zu priorisiert sind [36]. Demnach sind die Provinzen Balıkesir, İzmir und Canakkale bevorzugte Standorte. Gute natürliche Bedingungen für die Windenergie ermöglichen für Onshore-Windenergieanlagen 2.500 bis 3.800 Volllaststunden jährlich (zum Vergleich: Deutschland Onshore ca. 1.300 bis 2.500 Volllaststunden [42]).

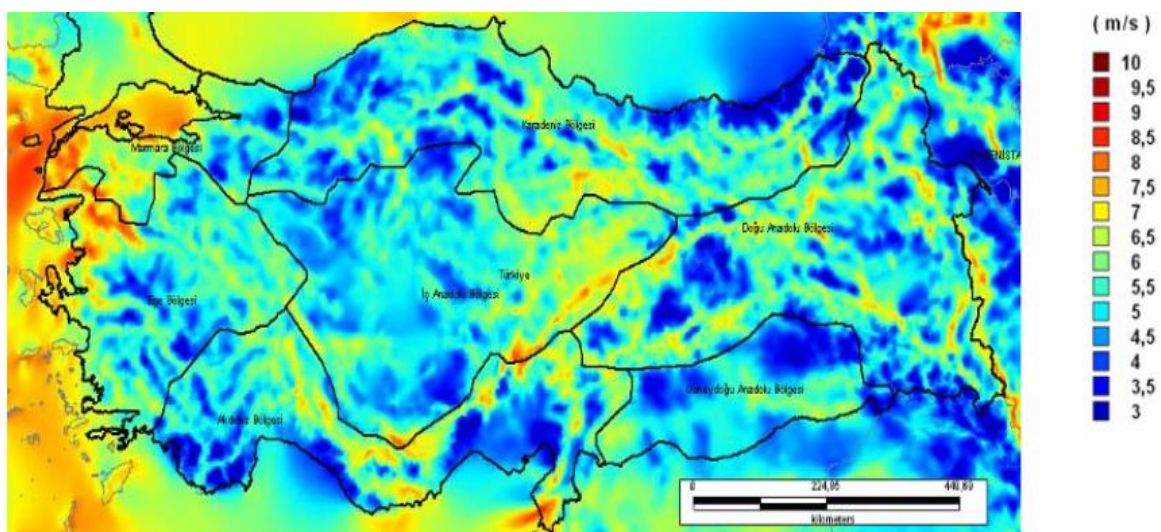


Abbildung 57 Windkarte der Türkei [34]

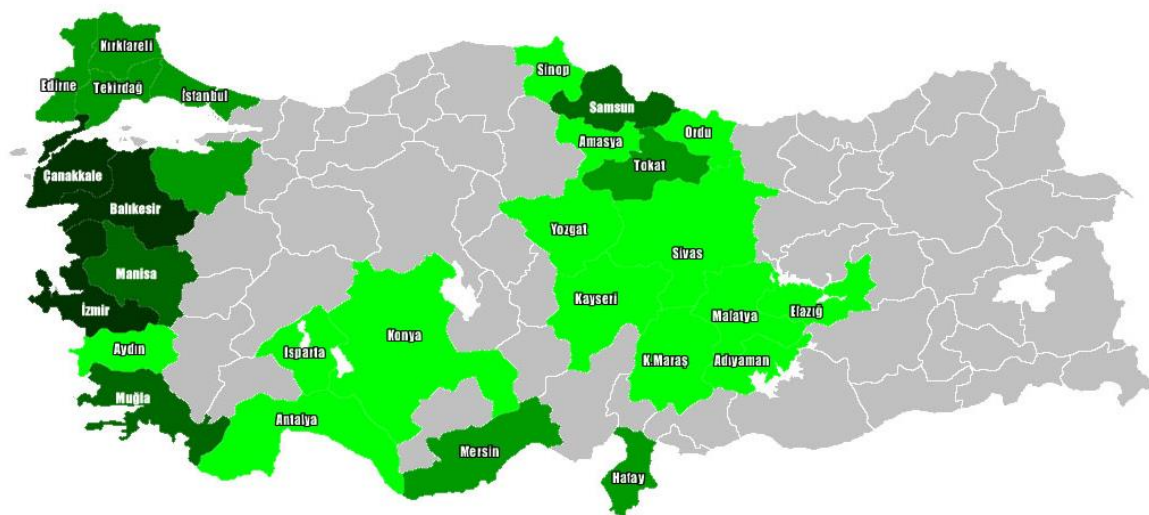


Abbildung 58 Bevorzugte Provinzen für Windenergie in der Türkei (in grüner Farbenskala, dunkelgrün mit der höchsten Windstärke) [36]

Die größten Windkraftwerke sind in Soma, Dinar und Balıkesir zu finden, alle in der Ägäis-Region. Das Soma Windkraftwerk in der Provinz Manisa ist mit 169 Enercon Windturbinen ausgestattet und stellt mit 240 MW Leistung die größte Windkraftanlage dar. Die Stromerzeugung lag im Jahr 2015 bei 636 GWh [36]. Das Soma Windkraftwerk hat eine Abnahmegarantie durch den Staat bis 2022 und wird bis 673 MW ausgebaut.

In **Tabelle 7** werden die größten zwanzig Anlagen mit jeweiligen Leistungen, Standorten und Betreibern dargestellt [36]. **Abbildung 59** zeigt das Soma Windkraftwerk [36].

Nr.	Name Windkraftwerk	Provinz	Betreiber	Leistung
1)	Soma Windkraftwerk	Manisa	Polat Enerji	240 MW
2)	Dinar Windkraftwerk	Afyonkarahisar	Güriş Holding	201 MW
3)	Geycek Windkraftwerk	Kırşehir	Polat Enerji	168 MW
4)	Balıkesir Windkraftwerk	Balıkesir	Enerjisa Elektrik	143 MW
5)	Osmaniye Gökçedağ Windkraftwerk	Osmaniye	Zorlu Enerji	135 MW
6)	Bergama Windkraftwerk	İzmir	Bilgin Enerji	120 MW
7)	Bilgin Enerji Soma Windkraftwerk	Manisa	Bilgin Enerji	120 MW
8)	Karaburun Windkraftwerk	İzmir	Alto Holding	120 MW
9)	Şamlı Windkraftwerk	Balıkesir	Aksa Enerji	114 MW
10)	Çatalca Windkraftwerk	İstanbul	Sanko Enerji	93 MW
11)	Şah Windkraftwerk	Balıkesir	Doğan Enerji	93 MW
12)	Bandırma Kurşunlu Windkraftwerk	Balıkesir	Borusan EnBW Enerji	87 MW
13)	Kayseri Yahyalı Windkraftwerk	Kayseri	FC Enerji	83 MW
14)	Kangal Windkraftwerk	Sivas	Ece Tur İnşaat	78 MW
15)	Edincik Windkraftwerk	Balıkesir	Edincik Enerji	77 MW
16)	Ziyaret (Türbe) Windkraftwerk	Hatay	Fina Enerji	76 MW
17)	Aksu Windkraftwerk	Kayseri	Ayen Enerji	72 MW
18)	Poyraz Windkraftwerk	Balıkesir	Polat Enerji	67 MW
19)	Balabanlı Windkraftwerk	Tekirdağ	Borusan EnBW Enerji	61 MW
20)	İÇDAŞ Biga Windkraftwerk	Çanakkale	İÇDAŞ Enerji	60 MW
Gesamt				2.208 MW

Tabelle 7 Die größten zwanzig Windkraftwerke in der Türkei [36] (eigene Darstellung)



Abbildung 59 Das Soma Windkraftwerk mit 240 MW Leistung (169 Enercon Windturbinen) [36]

Ein starker Ausbau der Onshore-Anlagen ist auch für die nächsten Jahre zu prognostizieren. Der Windmarkt hat enormes Potenzial und ist noch in der Wachstumsphase. Die Abnahmegarantien und staatliche Subventionen gestalten den Markt sehr attraktiv für Investoren. In **Abbildung 60** wird der erwartete Ausbau von Windkraftanlagen von 2016 bis zum Jahr 2023 skizziert [36].

Ausbau der Leistung von Windkraftanlagen Vorschau 2023
in MW

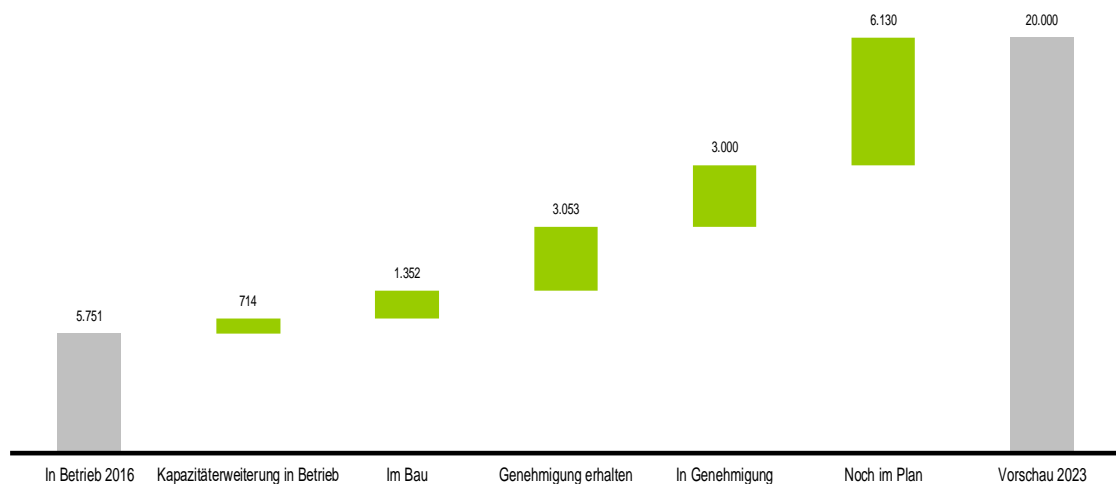


Abbildung 60 Erwarteter Ausbau der Leistung von Windkraftanlagen bis 2023 [36] (eigene Darstellung)

Das strategische Ziel der türkischen Regierung ist die Windenergie bis zum Jahr 2023 auf 20.000 MW zu steigern, was ein riesiges Investitionspotenzial in diesem Bereich nach sich ziehen würde. Laut Hochrechnungen wird eine Stromerzeugung von 50.000 GWh bei 20.000 MW Leistung erwartet [40]. Für das Erreichen des ambitionierten Ziels einer 20.000 MW Leistung im Jahr 2023 ist noch eine weitere Beschleunigung der Entwicklung nötig. Hierzu wäre im Durchschnitt ein jährlicher Zubau von ca. 2.000 MW in den Jahren 2017 bis 2023 notwendig. Dieser Zubau ist aus heutiger Sicht realistisch zu bewerten, denn die Entwicklung gewann bislang an Schwung. Am 27. Juli 2017 war sogar eine Windkraftanlage mit der 1.000 MW Leistung ausgeschrieben.

Das langfristige wirtschaftliche Potenzial könnte bei entsprechendem Netzausbau deutlich darüber liegen. Die Türkei hat eigentlich ein technisches Onshore-Potenzial von 48.176 MW und Offshore von 17.393 MW [36]. Davon sind allerdings lediglich 20.000 MW

Onshore aufgrund der begrenzten Netzkapazitäten wirtschaftlich bis zum Jahr 2023 realisierbar [37]. Dabei setzt die türkische Regierung auf den privaten Sektor. Wie aus **Abbildung 60** hervorgeht, sollen noch 14.249 MW Leistung installiert werden, ausschließlich durch private Firmen. Durch eine für die ersten 10 Jahre ab Inbetriebnahme gesicherte Einspeisevergütung und eine zusätzliche Bonusvergütung für die Verwendung „heimischer Komponenten“ sind Investitionen in Windenergieanlagen in der Regel attraktiv. Die türkische Regierung versucht im Strommarkt bevorzugte Lizenzierungsbedingungen zu schaffen, um den Ausbau der Windkraft durch private Investoren voranzutreiben. Hiermit werden noch Investitionen in Höhe von ca. 13 Milliarden Euro bis zum Jahr 2023 erwartet [37]. Der Ausbau wird weiterhin auch nach dem Jahr 2023 bestehen bleiben, um gesamtes Onshore- und Offshore-Potenzial auszuschöpfen.

3.4. Sonnenenergie in der Türkei

Die Türkei bietet -ähnlich wie bei der Windkraft- ein hohes Potenzial zur Gewinnung von Sonnenenergie. Diese wurde bisher überwiegend in privaten Haushalten oder Hotelanlagen zur Warmwassergewinnung fast ausschließlich in der Mittelmeer-Region und Ägäis-Region genutzt.

Die Anwendung der Solarkollektoren für Warmwasserbedarf liegt bei 95 % in der Mittelmeer-Region und bei 70 % in Zentralanatolien [43]. In der Mittelmeer-Region hat fast jeder Haushalt einen Solarkollektor für Warmwasserbedarf installiert. Von den Privathaushalten verfügt im Durchschnitt etwa ein Viertel bereits über Sonnenkollektoren. Demnach sind in der Türkei durch Solarkollektoren 811.000 TÖE (Tonnen Öleinheit) thermische Solarenergie in 2015 erzeugt worden [37]. Davon entfallen 528.000 TÖE auf Privathaushalte und 283.000 TÖE auf die Industrie [37]. Die installierte Fläche der Solarkollektoren liegt bei 18.640.000 m² [37]. Damit hat die Türkei eine führende Stellung in Europa und steht weltweit an 2. Stelle hinter China. Jährlich werden in der Türkei 1.164.000 m² Flachkollektoren und 57.600 m² Vakuumröhrenkollektoren produziert [37]. Alle produzierten Vakuumröhrenkollektoren und etwa die Hälfte der Flachkollektoren werden im Binnenmarkt genutzt [37]. Die Marktsituation ist sehr stabil und zum gegenwärtigen Zeitpunkt gesättigt. Langfristig wird eine Degeneration des Marktes

aufgrund der Energieeffizienz durch den Neubau und die Sanierung der Gebäuden erwartet.

Im Bereich der thermischen Solarkraftwerke hat die Türkei bis jetzt nur eine Anlage installiert. Das türkische Unternehmen Greenway hat in den Bau der CSP-Anlage in Mersin rund 50 Millionen US-Dollar investiert [44]. Unterstützt wurde sie bei ihrem Vorhaben vom wissenschaftlichen und technologischen Forschungsrat der Türkei (TÜBİTAK) sowie der Türkischen Stiftung für Technologieentwicklung (TTGV) [44]. Das Kraftwerk erzeugt nun 5 MW thermische Leistung, was dem Energiebedarf von 1.500 Häusern entspricht [44]. In der Anlage befinden sich 510 Heliostaten [44]. **Abbildung 61** zeigt dieses Solarturm-Kraftwerk [44].



Abbildung 61 Solarturm-Kraftwerk von der Firma Greenway im Provinz Mersin [44]

In den nächsten Jahren ist bislang kein weiteres thermisches Solarkraftwerk in der Türkei geplant.

Aufgrund der guten Sonneneinstrahlung verfügt die Türkei über ein enormes Potenzial für Photovoltaikanlagen.

Der Photovoltaik-Markt befindet sich in der Türkei noch in der Anlaufphase. Die im Jahre 2013 eingeführten Neuregelungen zur Errichtung von lizenzfreien Stromerzeugungsanlagen aus Sonnenenergie haben dazu geführt, dass diese Möglichkeit der Stromerzeugung in den Fokus der kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) gerückt

ist. Ende 2016 lag die installierte Photovoltaik Leistung bei 832,5 MW mit 1.043 Anlagen [37]. Damit tragen Photovoltaikanlagen lediglich 0,6 % zur Gesamtproduktion an elektrischer Energie bei [37]. Sie versorgten 2016 die türkische Bevölkerung mit einer Stromerzeugung von ca. 1.648 GWh [37].

Abbildung 62 zeigt die Entwicklung der lizenzfrei installierten Kapazität in den Jahren 2013-2016 [38]. Es ist eindeutig zu erkennen, dass sich der derzeitige Kapazitätsausbau von Photovoltaikanlagen noch in einer frühen Entwicklungsphase befindet.

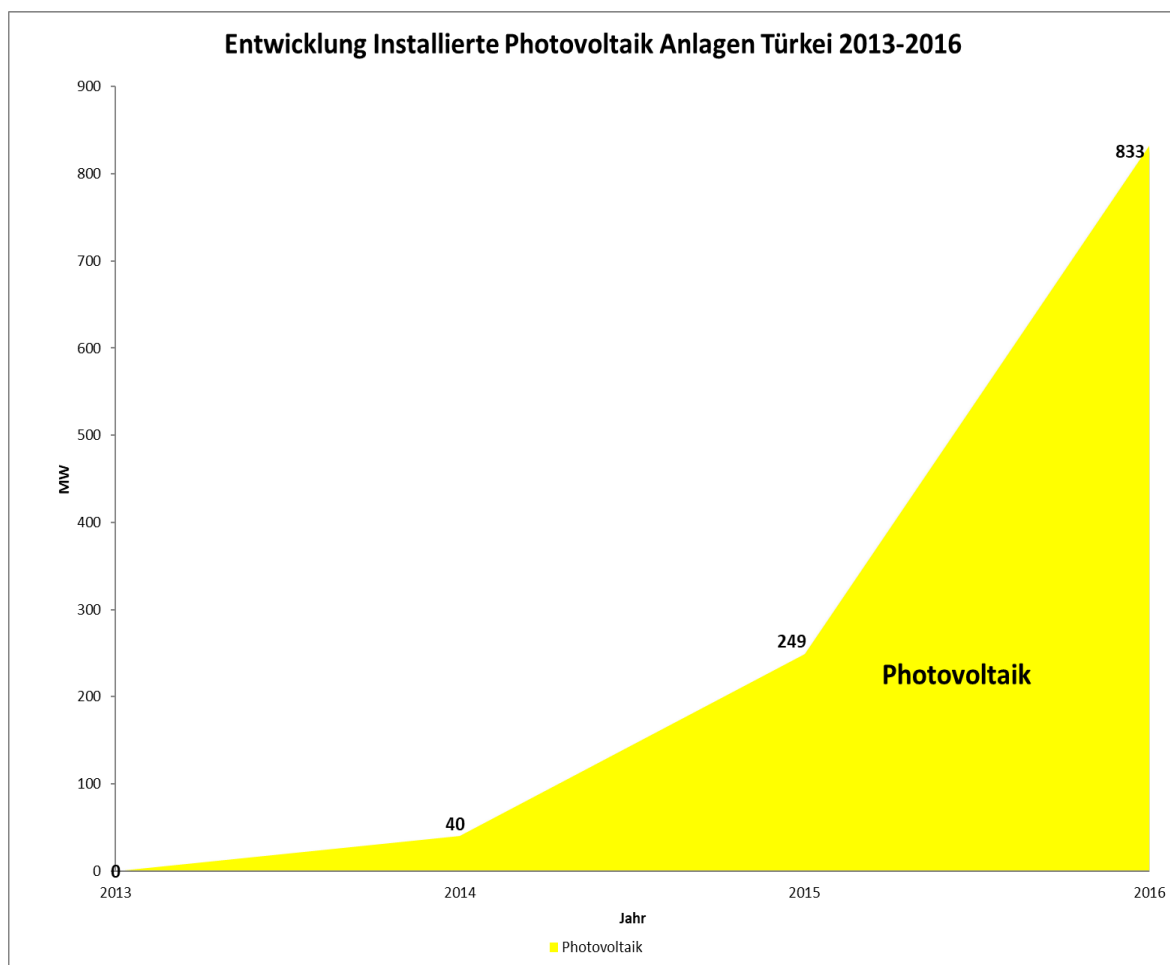


Abbildung 62 Entwicklung lizenzfreie Photovoltaikanlagen Türkei 2013-2016[38] (eigene Darstellung)

Abbildung 63 dokumentiert die Entwicklung der Anzahl an lizenzfreien Photovoltaikanlagen bis März 2017 [35], **Abbildung 64** den Zuwachs an elektrischer Leistung aus Photovoltaikanlagen bis März 2017 [35]. Im März 2017 liegt die Anzahl bei 1078 Anlagen mit einer Kapazität bei 861 MW [36].

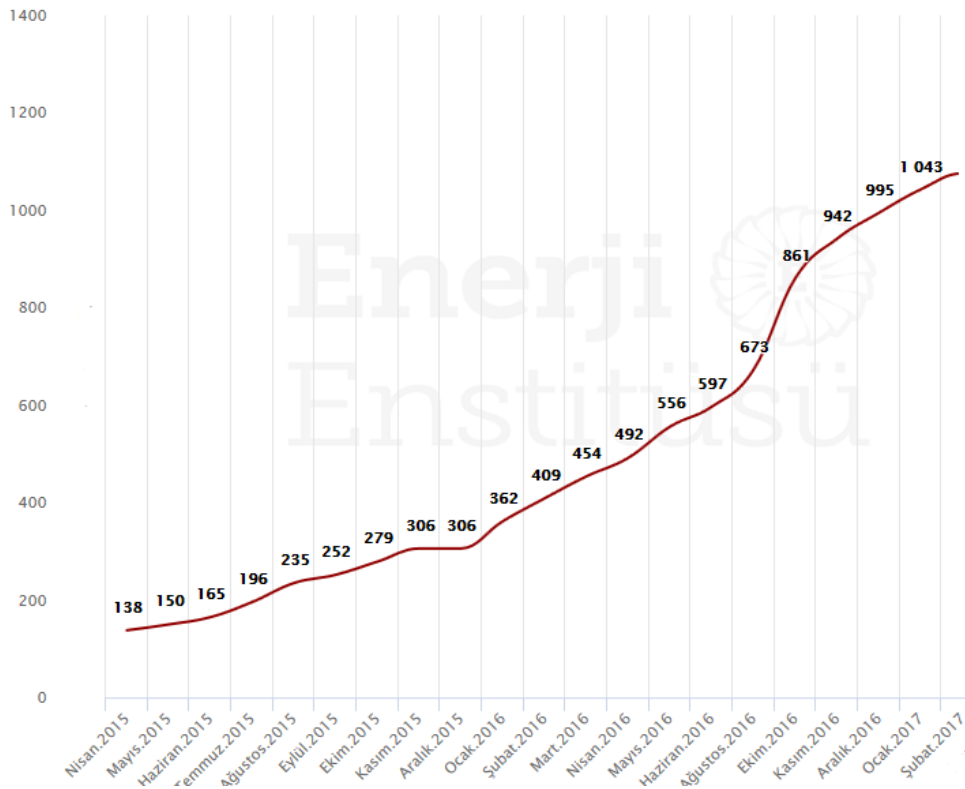


Abbildung 63 Anzahl der lizenzfreien Photovoltaikanlagen bis März 2017 [35]

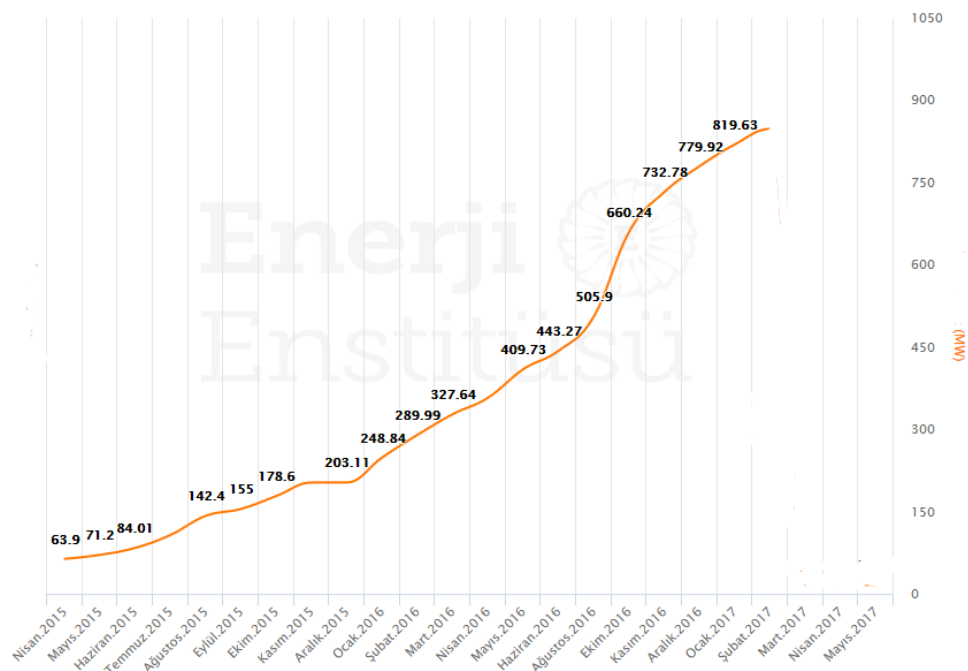


Abbildung 64 Ausbau der Leistung an lizenzfreien Photovoltaikanlagen bis März 2017 [35]

Es ist demnach eine spürbare Entwicklung beim Ausbau der Photovoltaikanlagen festzustellen. Auch erwartet man weiterhin eine rapide Zunahme, weil die Türkei in dem

sogenannten Solargürtel liegt und jährlich eine relativ hohe durchschnittliche Sonnenscheindauer verzeichnet. Im Schnitt kommt die Türkei auf 7,2 Stunden Sonneneinstrahlung pro Tag und 2640 Sonnenstunden pro Jahr [45]. Die Strahlungsintensität beträgt 1.311 kWh/m^2 im Jahr, so dass sich ein Tagesmittelwert von $3,6 \text{ kWh/m}^2$ und Tag errechnet [45]. Damit liegt die Türkei in Europa an 2. Stelle hinter Spanien. **Abbildung 65** zeigt die Sonnenkarte der Türkei [45]. In **Tabelle 8** wird das Sonnenenergiepotenzial nach Regionen dargestellt [45].

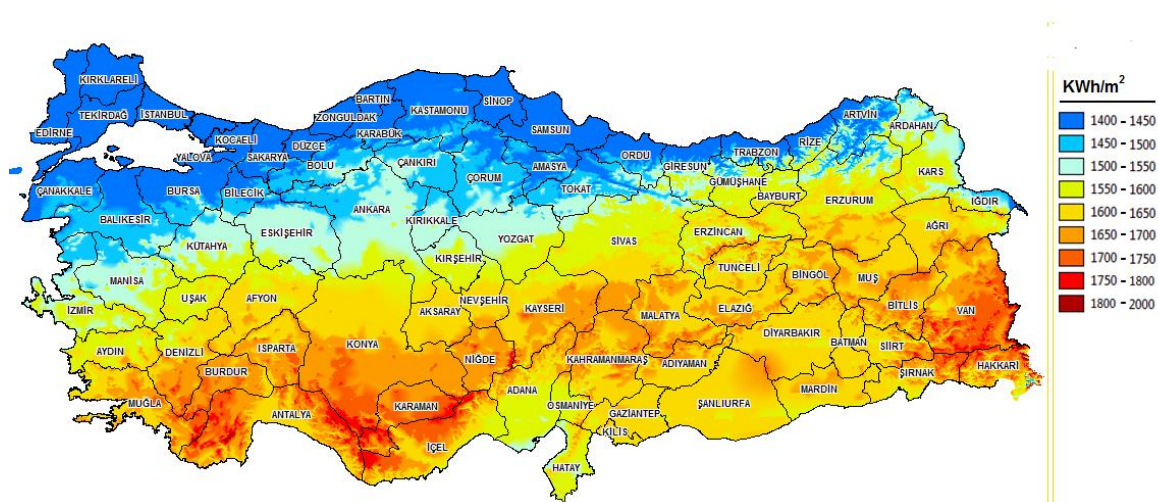


Abbildung 65 Sonnenkarte der Türkei mit jährlicher Strahlungsintensität [45]

Region	Strahlungsstärke (kWh/m^2 -Jahr)	Sonnenstunden (Std./Jahr)
Südostanatolien	1.460	2.993
Mittelmeerregion	1.390	2.956
Ostanatolien	1.365	2.664
Zentralanatolien	1.314	2.628
Ägäische Region	1.304	2.538
Marmara-Region	1.168	2.409
Schwarzmeerregion	1.120	1.971
Durchschnitt	1.311	2.640

Tabelle 8 Sonnenenergiepotenzial nach Regionen [45]

Die Türkei will dieses Potenzial weiter ausschöpfen, wobei lizenzfreie Photovoltaikanlagen hierzu vorrangig in Betracht kommen. Die zuständige Stelle für die Genehmigung und Abnahme von lizenzfreien Photovoltaikanlagen ist die staatliche

Einrichtung TEİAS (Türkischer Elektrizitätsübertragung Aktiengesellschaft) mit Sitz in Ankara. Lizenzfreie Photovoltaikanlagen sind demnach nicht genehmigungsfrei, weil die Netzkapazitäten begrenzt sind. Je nach Kapazitäten der Umspannwerke können Photovoltaikanlagen bis 1 MW beantragt und genehmigt werden. Diese steigen sehr stark und werden jeden Monat von TEİAS aktualisiert. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt liegen die Kapazitäten der Umspannwerke bei 6.830 MW [38]. Davon werden 6.536 MW durch einen Callletter für Photovoltaikanlagen angelegt [38]. Somit werden lizenzfreie Photovoltaikanlagen in den nächsten Jahren bis zu diesem Wert ausgebaut. Callletter ist die Genehmigungsfreigabe von der regionalen Energiedienstleister für den Bau von Photovoltaikanlagen.

Lizenzen sind für den Bau von Photovoltaikparks mit einer Leistung von mehr als einem Megawatt erforderlich. Die Lizenzen werden bei der Regulierungsbehörde EPDK beantragt. Hierfür müssen Umweltverträglichkeitszertifikate, Baugenehmigungen, Erlaubnis zum Ausstoß von Emissionen (in diesem Kontext nicht relevant) und Brandschutzgutachten mit eingereicht werden. Lizenzierte Photovoltaikanlagen werden von TEİAS ausgeschrieben. Hier wird eine Beitragsgebühr pro MW an TEİAS entrichtet. Letztlich hat TEİAS in 2015 eine Kapazität von 600 MW ausgeschrieben [38]. Diese Photovoltaikanlagen befinden sich zurzeit in der Installationsphase.

Weiter hat die Türkei Sonderzonen (YEKA) für Sonnenenergie ausgewiesen. Beispielsweise erhielt die Türkei mit der Ausschreibung für einen 1.000 MW Solarpark im März 2017 international viel Aufmerksamkeit, er soll bei Karapınar in der südtürkischen Provinz Konya entstehen und im Rahmen eines Solarenergiezentrums errichtet werden. Zugehörig sind auch eine Modulfabrik und ein Forschungszentrum für Photovoltaik. Alle Komponenten müssen lokal gefertigt werden, um die heimische Produktion voranzubringen. Solarzellen und -module sollen in einer eigenen Fertigungsstraße mit einer Jahreskapazität von 500 MW hergestellt werden. Den Zuschlag erhielt Ende März 2017 ein türkisch-südkoreanisches Konsortium (Kalyon Enerji, Hanwha Q-Cells) mit einem Gebotspreis von 6,99 US-Cent pro Kilowattstunde. Die Solaranlage soll innerhalb von 36 Monaten fertiggestellt sein. Die Regierung hat sich verpflichtet, den Strom 15 Jahre lang zum in der Ausschreibung gebotenen Preis abzunehmen.

Abbildung 66 zeigt die Sonderzone Karapınar (YEKA) für den Ausbau von Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtkapazität von 1.500 MW [36].

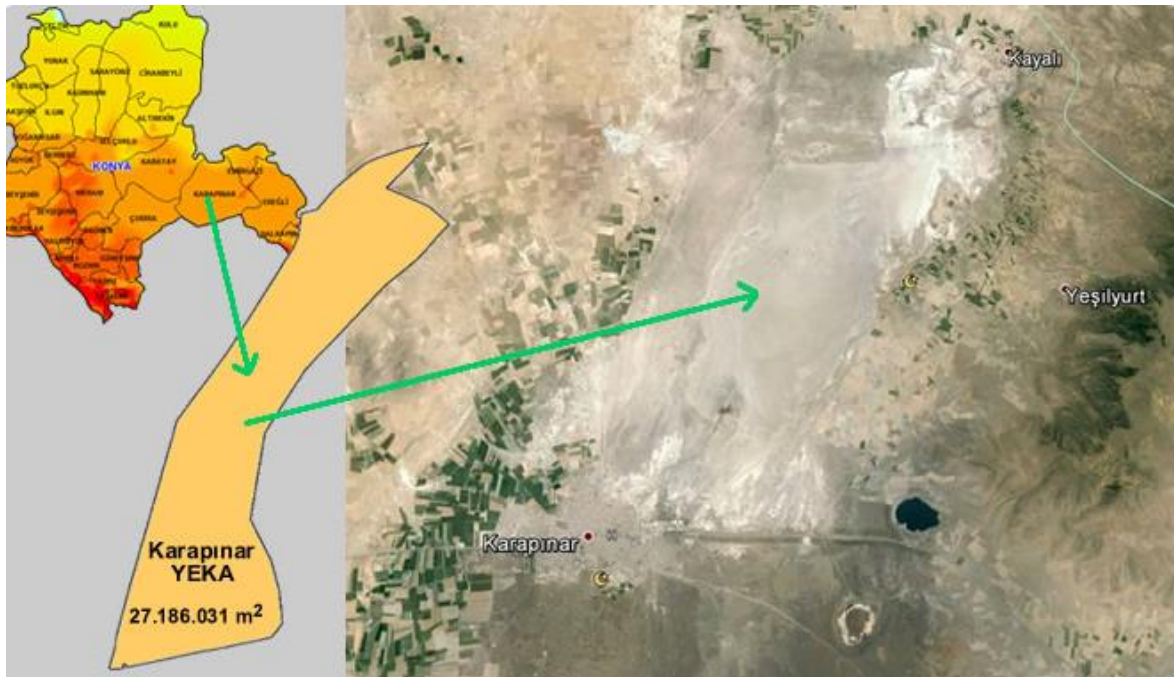


Abbildung 66 Sonderzone Karapınar (YEKA) mit einer Kapazität von 1.500 MW [36]

In der **Abbildung 67** wird der geplante Ausbau der Photovoltaikanlagenkapazität von 2016 bis 2023 dargestellt [36].

Ausbau der Leistung Photovoltaikanlagen Vorschau 2023
in MW

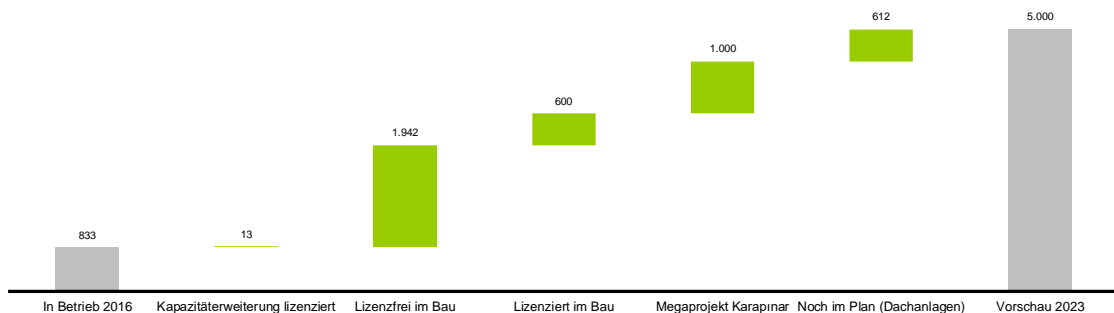


Abbildung 67 Ausbau der Leistung von Photovoltaikanlagen bis 2023 [36] (eigene Darstellung)

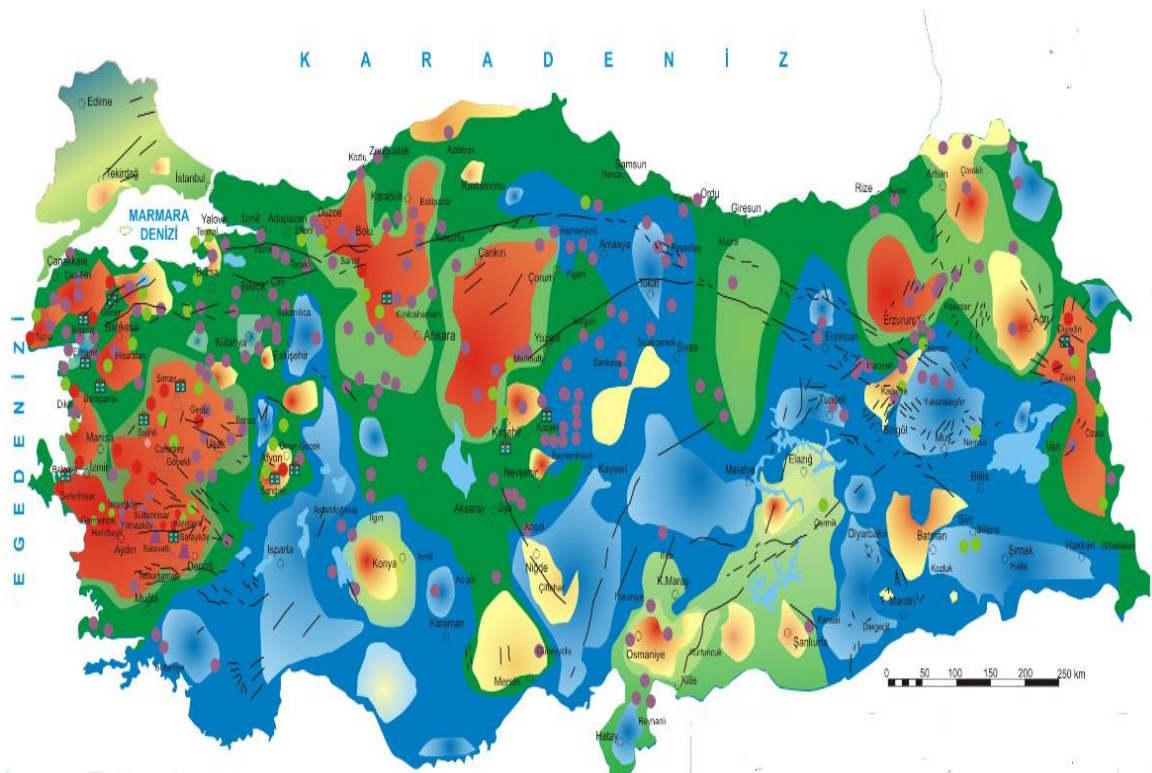
Das strategische Ziel liegt darin, Photovoltaikanlagen bis zum Jahr 2023, auf eine Gesamtleistung von 5.000 MW zu steigern, was auf ein sehr hohes Investitionspotenzial in diesem Bereich hindeutet. Nach Hochrechnungen wird eine Stromerzeugung von 8.000

GWh bei 5.000 MW Leistung erwartet [40]. Hieraus resultieren Investitionen im Photovoltaikmarkt in Höhe von ca. 5 Milliarden Euro bis zum Jahr 2023 [37]. Die Gesamtinvestition allein für das Großprojekt Karapınar liegt mit 1.000 MW Leistung bei 1,2 Milliarden Euro [37]. Dachlösungen sind in **Abbildung 67** unter der Rubrik „Noch im Plan“ erfasst. Sie werden in den nächsten Jahren zunehmend attraktiver, sobald die technischen Voraussetzungen geschaffen sind, um nicht verbrauchten Strom ins Netz einzuspeisen und daraus einen monetären Erlös zu erzielen. Der weitere Ausbau wird aufgrund der hohen Strahlungsintensität auch nach dem Jahr 2023 weiter fortschreiten.

3.5. Geothermie in der Türkei

Die Türkei befindet sich auf einem tektonisch sehr aktiven Gürtel, welcher sich entlang der Alpen-Himalaja Gebirgskette erstreckt. Dies führt dazu, dass sich weltweit eines der höchsten theoretischen Potenziale für Geothermie bietet in Höhe von 31.500 MW [37]. Das geothermische Potenzial befindet sich aufgrund der hohen Anzahl von so genannten Grabenbrüchen überwiegend in der Ägäis-Region. Hier liegt der Anteil des theoretischen geothermischen Potenzials bei 79 % [37]. Die meisten Quellen mit Temperaturen über 100°C befinden sich ebenfalls in der ägäischen Region. Über 26 % der Quellen weisen dort eine Temperatur von 150°C und mehr auf, sodass sie als tiefe Geothermie sehr geeignet für die elektrische Stromgewinnung sind [46]. Quellen mit niedrigen und mittleren Temperaturen befinden sich auch in Zentral- und Ostanatolien, wo Vulkanaktivitäten und viele Verwerfungen vorzufinden sind.

Neben China, USA, Schweden und Deutschland hat die Türkei mit 232 Wärmegebieten und ca. 1000 Thermalquellen weltweit das fünftgrößte Potenzial an geothermischer Energie [37]. Es wird -wie auch schon angeklungen ist- im Allgemeinen zwischen der direkten Nutzung der warmen Quellen (thermische Nutzung) und der Nutzung zur Stromerzeugung unterschieden. In **Abbildung 68** wird das theoretische Geothermiekonzept der Türkei dargestellt [46].



Legende:

blau: 20 – 49°C; grün: 50 – 69°C; rot: 70 – 100°C



Geothermiekraftwerk



Fernwärmegebiete

Niedrig Hoch
Temperaturen

Abbildung 68 Geothermie Karte der Türkei [46]

Die direkte Nutzung der geothermischen Energie umfasst Fernwärme für Gebäude, auch Gewächshäuserbeheizung sowie Thermalismus und Balneologie, wobei als häufigste Nutzung die direkte Wärmeverwendung zur Heizung von Gebäuden anzusehen ist. Das theoretische Potenzial für die direkte Nutzung der geothermischen Energie beziffert das Energieministerium mit 31.500 MW [37]. Die bekannten geothermischen Ressourcen würden nach Einschätzung vom Generaldirektorat für Rohstoffforschung und -suche (MTA) für die Beheizung von 5 Mio. Wohnungsäquivalenten (ein WÄ entspricht 100 m² Wohnfläche) ausreichen; mit den heutigen technischen Möglichkeiten wäre jedoch nur die

Versorgung von rund 1 Mio. WÄ praktikabel [46]. Im Jahre 2016 wurden bereits 114.567 Haushalte aus geothermischen Fernwärmesystemen beheizt [37]. Des Weiteren werden insgesamt 3.931.000 m² Gewächshäuser und 400 balneologische Einrichtungen wie beispielsweise Spa Resorts mit geothermischer Wärme versorgt [37]. Insgesamt lag 2016 die Leistung der direkten Nutzung der geothermischen Energie bei 3.262 MW [47]. Darin sind die Leistung der 114.567 Haushalte mit 1.033 MW, die Leistung der Gewächshäuser mit 760 MW, die Leistung des Thermalismus mit 1.425 MW und die restliche Nutzung mit 44,30 MW eingeschlossen [47]. In **Tabelle 9** werden Potenzialgebiete für die direkte Nutzung und Beheizung von 1 Mio. Haushalte dargestellt [47].

Standorte	Kapazität (WÄ)
İzmir-Region İzmir	240.000 WÄ
Denizli-Region Denizli	120.000 WÄ
Aydın-Region Aydın	120.000 WÄ
Bursa-Region Bursa	75.000 WÄ
Afyonkarahisar-Region Afyonkarahisar	50.000 WÄ
Manisa-Turgutlu	40.000 WÄ
Sakarya-Akyazı-Kuzuluk	30.000 WÄ
Salihli	30.000 WÄ
Yozgat-Region Yozgat	25.000 WÄ
Nazilli	25.000 WÄ
Dikili-Bergama	25.000 WÄ
Balıkesir-Region Balıkesir	25.000 WÄ
Kütahya-Region Kütahya	25.000 WÄ
Şanlıurfa	20.000 WÄ
Kırşehir	20.000 WÄ
Sivas	20.000 WÄ
Bingöl	20.000 WÄ
Çanakkale-Region Çanakkale	15.000 WÄ
Alaşehir (Manisa)	15.000 WÄ
Aliğa (İzmir)	15.000 WÄ
Erzurum	10.000 WÄ
Bolu-Region Bolu	10.000 WÄ
Restliche Gebiete	25.000 WÄ
Total	1.000.000 WÄ

Tabelle 9 Potenzielle Standorte von Fernwärmesystemen mit geothermischen Quellen [47] (eigene Darstellung)

Dieses technisch mögliche Potenzial soll für die Versorgung der Haushalte in den nächsten Jahren genutzt werden. Hinzu kommen noch Kapazitäten von 250.000 WÄ für

Gewächshäuser und Thermaltourismus. In der Summe ergeben sich 1.250.000 WÄ. Hierfür würde dann eine Leistung von 10.000 MW zur Wärmeerzeugung genutzt [47]. Monetär liegt der Betrag bei 2,4 Milliarden Euro p. a., wenn man Erdgas für die Wärmeerzeugung verwenden würde.

Andererseits ist die Stromerzeugung aus geothermischer Energie zu betrachten. Die Mehrheit der Quellen, die für die Stromerzeugung geeignet sind, befindet sich -wie dargestellt- in der Ägäis-Region der Türkei. Die installierten Geothermie-Kapazitäten beliefen sich 2016 auf insgesamt 821 MW mit 31 geothermischen Kraftwerken [37]. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt liegt die installierte Leistung bei 851 MW [36], 2016 wurden ca. 4.944 GWh abgenommen [37]. Somit werden ca. 1,8 % des Energiebedarfs der Türkei aus geothermischen Kraftwerken gedeckt [37]. **Abbildung 69** zeigt die Entwicklung der installierten Kapazität für die Stromerzeugung aus geothermischen Kraftwerken in den Jahren 2012 bis Mai 2017 [35].

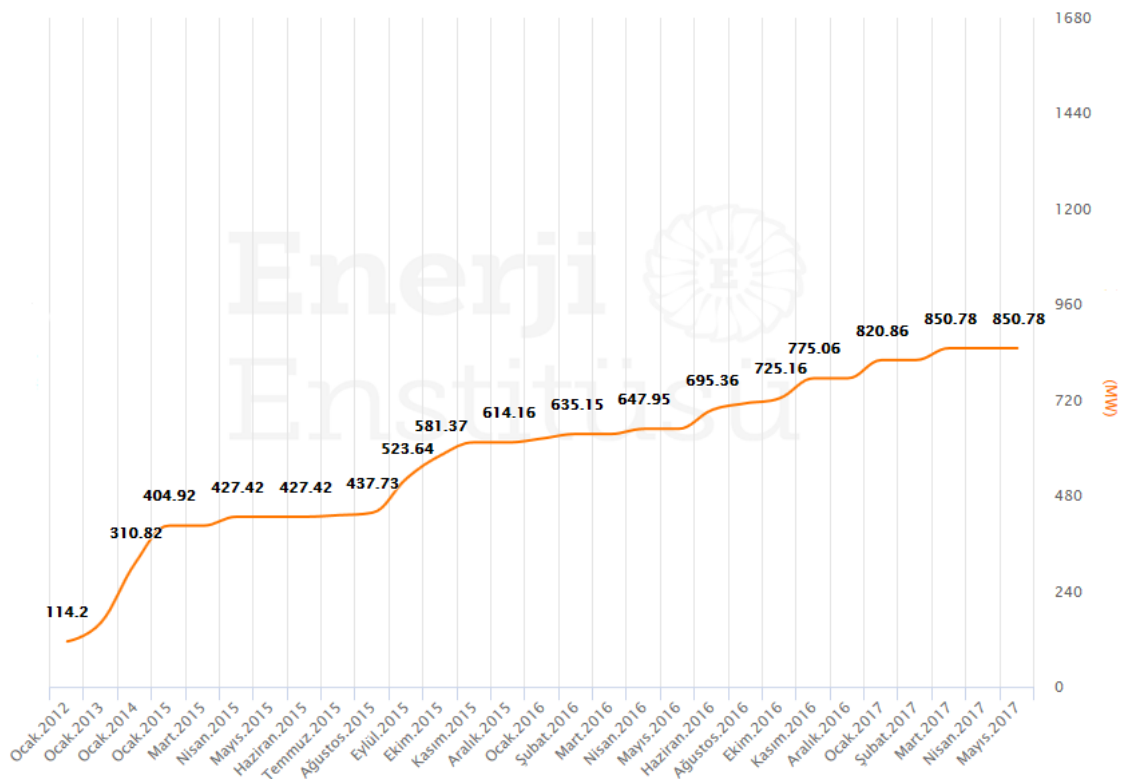


Abbildung 69 Entwicklung installierter Kapazität der Geothermie-Kraftwerke in der Türkei von Januar 2012 bis Mai 2017 [35]

Die Kapazitäten für die Stromerzeugung aus Geothermie haben sich in den letzten fünf Jahren verachtfacht. Man erwartet weiterhin eine rapide Steigerung aufgrund der noch

vorhandenen Potenziale. In **Tabelle 10** werden die zehn größten Geothermiekraftwerke mit jeweiligen Nettoabgabeleistungen, Standorten und Betreibern aufgeführt [36].

Nr.	Name Geothermiekraftwerk	Provinz	Betreiber	Elektrische Leistung
1)	Efeler Geothermiekraftwerk	Aydın	Güriş Holding	115 MW
2)	Kızıldere 2 Geothermiekraftwerk	Denizli	Zorlu Enerji	80 MW
3)	Pamukören Geothermiekraftwerk	Aydın	Çelikler Enerji	68 MW
4)	Galip Hoca Germencik Geothermiekraftwerk	Aydın	Güriş Holding	47 MW
5)	Alaşehir Geothermiekraftwerk	Manisa	Zorlu Enerji	45 MW
6)	Maren Geothermiekraftwerk	Aydın	Kipaş Holding Enerji Grubu	44 MW
7)	Dora 3 Geothermiekraftwerk	Aydın	MB Holding	34 MW
8)	Greeneco Geothermiekraftwerk	Denizli	Greeneco Enerji	26 MW
9)	Enerjeo Geothermiekraftwerk	Manisa	Enerjeo Kemaliye Enerji Üretim	25 MW
10)	Mehmethan Geothermiekraftwerk	Aydın	Kipaş Holding	25 MW
Gesamt				509 MW

Tabelle 10 Die zehn größten Geothermiekraftwerke in der Türkei [36] (eigene Darstellung)

Diese Geothermiekraftwerke befinden sich wegen der dort anzutreffenden ausnahmslos in der Ägäis-Region. **Abbildung 70** vermittelt einen Eindruck zum Efeler Geothermiekraftwerk [36].



Abbildung 70 Efeler Geothermiekraftwerk mit 115 MW elektrischer Leistung [36]

Das Efeler Geothermiekraftwerk ist in der Provinz Aydın errichtet worden. Es arbeitet nach dem Flash Verfahren als offenes System (direkte Dampfnutzung) und stellt mit 115

MW Leistung die größte Geothermie-Anlage dar. Die Stromerzeugung lag 2015 bei 550 GWh [36]. Das Efeler Geothermiekraftwerk verfügt über eine staatliche Abnahmegarantie der erzeugten elektrischen Energie bis 2024 und soll auf 162 MW ausgebaut werden.

Das technische Potenzial der geothermischen Energie für die Stromerzeugung in der Türkei wird mit rund 2.000 MW beziffert[47]. Insofern ist die Zukunft der Tiefen Geothermie in der Türkei derzeit aussichtsreich. In **Abbildung 71** wird die Planung des Ausbaus von Geothermiekraftwerken bis zum Jahr 2023 skizziert [36].

Ausbau der Leistung von Geothermiekraftwerke Vorschau 2023
in MW

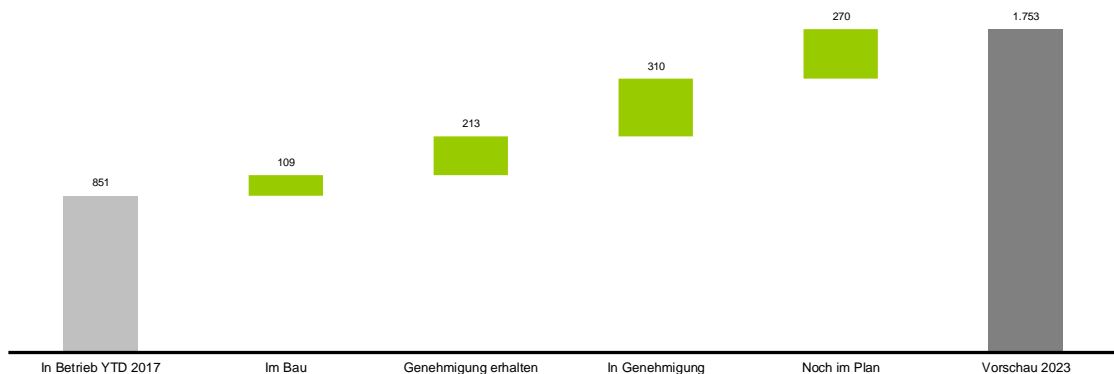


Abbildung 71 Ausbau der Leistung von Geothermiekraftwerke bis 2023 [36] (eigene Darstellung)

Das strategische Ziel der türkischen Regierung besteht darin, die Geothermie zur Stromerzeugung bis zum Jahr 2023 auf 1.000 MW zu steigern [47]. Dieses Ziel ist sicher zu erreichen, wie aus **Abbildung 71** hervorgeht. Bei gleichbleibender Erschließungsgeschwindigkeit könnte die Türkei bereits in den nächsten zwei bis drei Jahren den Wert von 1.000 Megawatt überschreiten. Laut Hochrechnungen wird dann eine Stromerzeugung von ca. 5.100 GWh jährlich erwartet [47].

Die Türkei verfügt auch jenseits der derzeit priorisierten Geothermieregionen über ein großes, noch nicht erschlossenes Potenzial für die Stromproduktion. Die türkische Regierung fördert hierzu das Engagement von Unternehmen auf zweierlei Weise. Sie gibt immer mehr Gebiete für solche Projekte frei. Weiter erhält ein Betreiber 0,105 US-Dollar pro Kilowattstunde für die geothermische Stromproduktion mit einer Abnahmegarantie von 10 Jahren nach dem türkischen Erneuerbare-Energie-Gesetz (Nr. 5346). Voraussetzung dabei ist, dass der Betreiber eine Lizenz erwirbt und sein Kraftwerk bis

zum 31. Dezember 2020 ans Netz bringt. Weiterhin erhält er einen Abschlag von 85 % auf die Anschlusskosten an das Übertragungsnetz. Wenn der Betreiber in der Türkei gefertigte Kraftwerkskomponenten innerhalb seiner Projekte verwendet, bekommt er einen weiteren Bonus von 0,027 US-Dollar pro Kilowattstunde. Damit garantiert der türkische Staat eine maximale Einspeisevergütung von 0,132 US-Dollar pro Kilowattstunde und damit mehr als im europäischen Durchschnitt. Durch die gut dotierten Einspeisevergütungen erweisen sich hier Investitionen für die Tiefe Geothermie durchaus als lukrativ. Es werden noch zugehörige Investitionen in Höhe von ca. 2 Milliarden Euro bis zum Jahr 2023 erwartet [47]. Zusammen mit der direkten Nutzung liegen die erwarteten Investitionsvolumina bei ca. 6,5 Milliarden Euro bis zum Jahr 2023 [47].

3.6. Bioenergie in der Türkei

Das Bioenergieaufkommen besteht in der Türkei aus land- und forstwirtschaftlichen Reststoffen und dem Energiepflanzenanbau. Die Bioenergie, die in der Türkei überwiegend genutzt wird, stammt aus Festbrennstoffen (Brennholz). Der überwiegende Teil wird davon zur Heizung von Gebäuden genutzt. Daher steht die Forstwirtschaft im Vordergrund der Betrachtungen.

Das gesamte Waldpotenzial in der Türkei beträgt ca. 935 Mio. cbm, das jährliche durchschnittliche Wachstum liegt bei 28 Mio. cbm [48]. Die Waldflächen belaufen sich auf ca. 20,2 Millionen Hektar [49], davon etwa 5 Millionen Hektar bewirtschafteter Wald in Form einer Energie-Forstwirtschaft. Durch die Holzverwertung steht ein hohes Potenzial für die Energieerzeugung aus festen Brennstoffen zur Verfügung.

Aktuellen Untersuchungen zufolge werden bis 2020 eine Million Hektar der degradierten Waldflächen für die Energiegewinnung genutzt; jeder ha kann jährlich 5 t Biomasse liefern [50], so dass von einem Potenzial an festen Brennstoffen von 5 Mio. jährlich auszugehen ist.

$$1.000.000 \text{ ha} * 5 \text{ t} = 5 \text{ Mio. t/a}$$

Andererseits besteht in der Türkei das Biogaspotenzial mit Anlagen zur Vergasung von Waldabfällen mit einer Gesamtkapazität von 600 MW zur Energieerzeugung zur Verfügung [37]. Darüber hinaus können tierische und pflanzliche Abfallprodukte sowie landwirtschaftliche Reste für die Biogasgewinnung genutzt werden. In den Städten und Kommunen fallen im Durchschnitt täglich 1,08 kg Abfall pro Einwohner an [50]. Landesweit werden jährlich ca. 28 Mio. t Abfälle eingesammelt [50]. Etwa 34 % des Haushaltsmülls besteht aus organischen Abfällen [50]. Die Potenziale für die Biogasgewinnung aus Energiepflanzen sowie organischen Reststoffen aus der Landwirtschaft, der Agrarindustrie und Abfallmengen werden auf ca. 8,6 MTÖE im Jahr beziffert [37]. 1,5-2 MTÖE werden derzeit lediglich genutzt, weil Biogasanlagen für eine höhere Kapazität fehlen [37]. Durch die fortschreitende Industrialisierung sind steigende Abfallmengen zu erwarten, welche strukturiert eingesammelt, systematisch wirtschaftlich verwertet oder entsorgt werden müssen. Besonders hohe Potenziale bieten Geflügel- und Rindermist, Stroh sowie Energiepflanzen.

Zur Herstellung von Strom ist der Biogasanteil sehr gering und auch die gegenwärtige Erschließung und Nutzung des verfügbaren Potenzials zur Gewinnung von Biogas ist nicht sonderlich hoch. Die meisten Biogasanlagen existieren im kommunalen Sektor in Form von Deponiegasanlagen zur Stromerzeugung. Ende 2016 lag die installierte Biogasleistung bei 444 MW aus 79 Anlagen [36]. Damit tragen Biogasanlagen lediglich 1,2 % zur Gesamtproduktion bei [37]. Sie versorgten 2016 die türkische Bevölkerung mit einer Stromerzeugung von ca. 3.296 GWh [37].

Abbildung 72 zeigt die Entwicklung der installierten Biogasleistung aus Reststoffen und Abfallmengen für die Stromerzeugung in den Jahren 2012 bis 2017 [35]. Die rote Linie zeigt die Anzahl der Anlagen, die orangefarbige Linie dokumentiert die Kapazität. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt liegt die installierte Leistung bei 496 MW aus 84 Anlagen [36]. Das strategische Ziel der türkischen Regierung besteht darin, die Kapazitäten von Biogasanlagen bis zum Jahr 2023 auf eine 1.000 MW elektrische Leistung zu steigern.

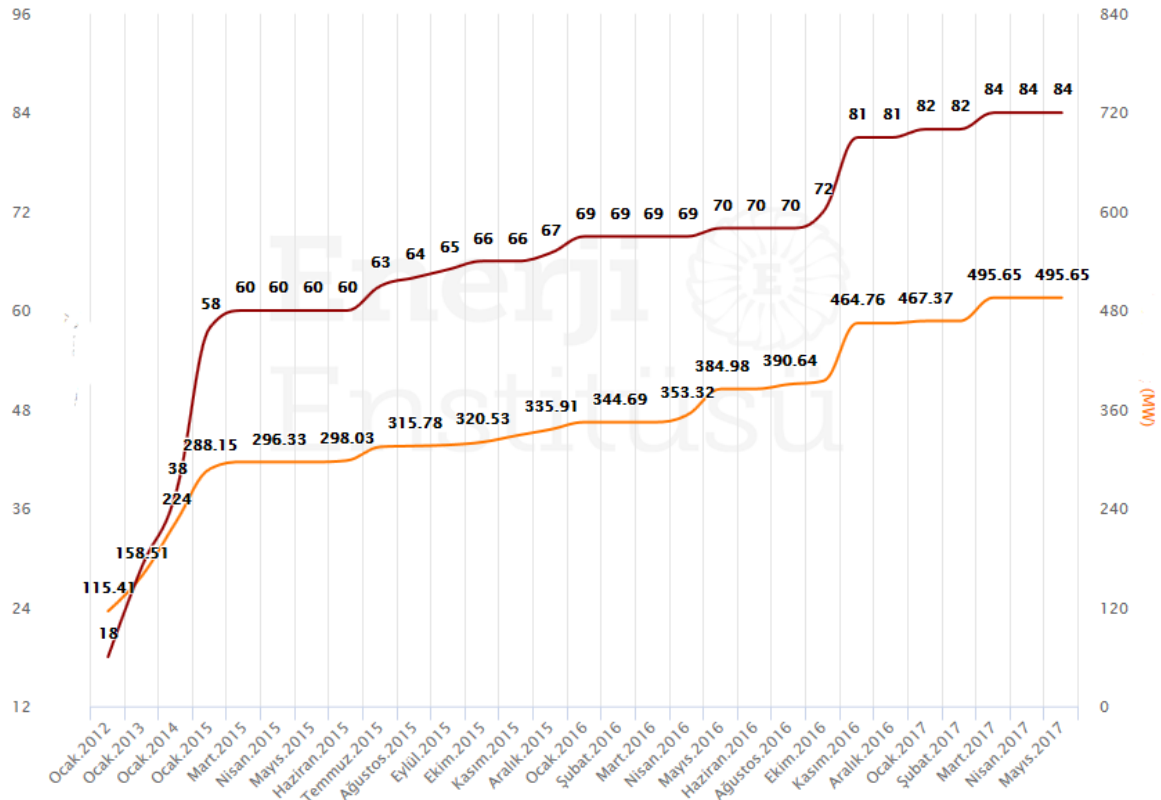


Abbildung 72 Entwicklung der installierten Kapazität von Biogasanlagen zur Stromerzeugung von Januar 2012 bis Mai 2017 [35]

In **Tabelle 11** werden die größten 10 Biogasanlagen mit zugehörigen Leistungen, Standorten und Betreibern dokumentiert [36].

Nr.	Name Geothermiekraftwerk	Provinz	Betreiber	Elektrische Leistung
1)	Odayeri Deponiegasanlage	İstanbul	Ortadoğu Enerji	34 MW
2)	Toros Tarım Samsun Deponiegasanlage	Samsun	Toros Tarım	31 MW
3)	Mutlular Biogasanlage	Balıkesir	Mutlular Enerji	30 MW
4)	Mamak Biogasanlage	Ankara	ITC Katı Atık	25 MW
5)	Çadırtepe Biogasanlage	Ankara	ITC Katı Atık	23 MW
6)	Sofulu Biogasanlage	Adana	ITC Katı Atık	16 MW
7)	Akçansa Çimento Biogasanlage	Çanakkale	Enerjisa Elektrik	15 MW
8)	Kömürcüoda Biogasanlage	İstanbul	Ortadoğu Enerji	14 MW
9)	Eti Alüminyum Biogasanlage	Konya	Cengiz Enerji	13 MW
10)	Zeus Biogasanlage	Kırklareli	Zeus Enerji	12 MW
Gesamt				213 MW

Tabelle 11 Die zehn größten Biogasanlagen in der Türkei [36] (eigene Darstellung)

Abbildung 73 zeigt beispielhaft die Deponiegasanlage Odayeri [36].



Abbildung 73 Deponiegasanlage Odayeri mit 34 MW elektrischer Leistung [36]

Die Deponiegasanlage Odayeri ist in der Provinz Istanbul mit einem KWK-Konzept ausgestattet und hat mit 34 MW die größte Leistung in der Türkei. Elektrische Energie wird mit Hilfe von 24 Gasmotoren erzeugt. Die Stromerzeugung lag im Jahr 2015 bei 193 GWh [36]. Die Deponiegasanlage Odayeri verfügt über eine staatliche Abnahmegarantie bis zum Jahr 2020.

Durch die energetische Weiterverwendung landwirtschaftlicher Reststoffe ergibt sich für die Türkei das Potenzial, noch etwa 4.800 Biogasanlagen im Land zu errichten [50]. Diese könnten bis zu 6 % der elektrischer Energie des Landes bereitstellen [51]. Das gesamte Biogaspotenzial der Türkei wird auf 2,5 – 4,0 Mrd. cbm (= 25 000 GWh) geschätzt [52]. Die Marktentwicklung befindet sich noch in der Anfangsphase, es bietet sich ein hohes Wachstumspotenzial.

Bei den Kraftstoffen lag die Kapazität 2009 für die Biodieselproduktion bei 1,5 Mrd. Litern pro Jahr [53]. Viele Ölproduzenten haben mit zusätzlichen Investitionen Ihre Produktion als Folge der Nachfrage auf Biodiesel umgestellt. Die 34 Biodieselproduzenten sind im ganzen Land verteilt [45]. Bioethanol ist hingegen in der Türkei kaum verbreitet. Petrol Ofisi vertreibt als einziges Unternehmen Bioethanol [50].

Weiter ist die Türkei im Bereich Weizen- und Maisanbau einer der größten Produzenten weltweit. Dies spielt jedoch bisher keine Rolle im Bereich Bioethanol, weil dieser Kraftstoff weitestgehend aus Zuckerrüben gewonnen wird [50]. Es gibt am Markt nur drei Unternehmen in der Türkei, die über Produktionslizenzen verfügen, um Bioethanol herzustellen [45]: Tarımsal Kimya Teknolojileri (TARKİM) Sanayi ve Ticaret A.Ş. in der Provinz Bursa, Tezkim Tarımsal Kimya (TEZKİM) İnşaat Sanayi ve Ticaret A.Ş. in der Provinz Adana sowie Konya Şeker Sanayi ve Ticaret A.Ş. in der Provinz Konya. Die Gesamtkapazität liegt jährlich bei 152 Millionen Liter [54].

Mit Blick auf eine Senkung des Handelsbilanzdefizits der Türkei und der Nutzung von heimischen Biokraftstoffen hat EPDK in 2011 beschlossen, dass ab 2013 eine Beimischung von Bioethanol und Biodiesel zu Benzin und Diesel vorgenommen wird [45]. Hierzu soll Benzin ab 2013 mindestens einen Anteil von 2 % und ab 2014 mindestens einen Anteil von 3 % an Bioethanol aufweisen [54]. Für Biodiesel wurde die Beimischung im Juni 2013 durch EPDK wieder aufgehoben. Der Grund für die Aufhebung war der mangelnde Vorrat an pflanzlichen Ölen [50]. EPDK hat jedoch im Juni 2017 erneut beschlossen, Biodiesel ab 2018 mit mindestens einem Anteil von 0,5 % zum Diesel beizumischen. Damit enthalten 200 Liter Diesel mindestens einen Liter Biodiesel. Aufgrund des mangelnden Vorrats an pflanzlichen Ölen und der steigenden Preise hierfür nimmt die Attraktivität von Biodiesel ab. Dies führt zum Produktionsrückgang bzw. zu Produktionsstillständen. Durch die 0,5 % Regelung wird die Nachfrage an Biodiesel ab 2018 wieder steigen.

Die zweite Generation der Biokraftstoffe (BtL) wird in der Türkei nicht produziert. Hierzu laufen Wirtschaftlichkeitsanalysen und Forschungsvorhaben an den türkischen Universitäten. Istanbul Technische Universität und TÜBİTAK sind hierzu einige Beispiele [45].

4. Der Energiemarkt in der Türkei

Die türkische Volkswirtschaft verzeichnet seit Jahren ein stetiges und anhaltendes Wachstum und weist damit einen kontinuierlich steigenden Energiebedarf auf. Der Energiemarkt ist sicherlich für die türkische Volkswirtschaft eine vielversprechende und

zukunftsorientierte Branche. In diesem Kapitel soll der türkische Energiemarkt im Fokus stehen. Es werden die Energiereformen dargestellt. Die Struktur des Energiemarktes wird insbesondere im Kontext mit der Stromerzeugung und mit dem Strombedarf geschildert. Die Einspeisevergütung für Strom aus Erneuerbarer Energien wird in diesem Kapitel ausführlich erläutert.

4.1. Die Energieregulierung

Die Türkei hat für die Liberalisierung des Energiemarktes zahlreiche Reformen seit den 90er Jahren umgesetzt. Bis zum Jahr 1994 hatte das Energieunternehmen TEK (Staatliche Türkische Elektrizitätsgesellschaft) das alleinige Monopol auf die Stromerzeugung [56]. Im Jahre 1994 wurde TEK in zwei Unternehmen aufgeteilt: TEAS (Staatliche Türkische Elektrizität Aktiengesellschaft) und TEDAS (Staatliche Türkische Elektrizitätsverteilungs-Aktiengesellschaft) [56]. TEDAS war demnach für die Stromverteilung zuständig [56], TEAS für die Stromübertragung und den Stromgrosshandel [56]. Beide Unternehmen waren jedoch verpflichtet, dem Energieministerium zu berichten [56]. Als Schritt zur Liberalisierung wurde TEDAS umstrukturiert und das Land in 21 Versorgungsregionen unterteilt [56]. Später wurden diese Versorgungsregionen privatisiert. Die Privatisierung der 21 regionalen Distributionsnetze der TEDAS ist zwischenzeitlich abgeschlossen. Die Stromverteilung in der Türkei erfolgt aktuell über 21 regionale private Vertriebsgesellschaften. Die Liste dieser Unternehmen findet sich in **Tabelle 12** [56]. TEAS wurde im Jahre 2001 ebenfalls umstrukturiert, beziehungsweise in drei Unternehmen aufgeteilt: EÜAS (Stromerzeugung), TEİAS (Stromübertragung) und TETAS (Stromgrosshandel). In **Abbildung 74** sind diese strukturellen Veränderungen mit dem Ziel eines liberalisierten Strommarktes skizziert [57].

Eine weitere wichtige Reform ist die Gründung der EPDK (Regulierungsbehörde für den Energiemarkt) im Jahr 2001 [87]. Die EPDK ist die alleinige Behörde, die den Energiemarkt als unabhängige Institution regelt und kontrolliert [87]. Die EPDK ist weiter unabhängig von der Regierung und soll einen diskriminierungsfreien, transparenten, wettbewerbsfähigen Energiemarkt errichten und überwachen [87]. Die Behörde ist dafür verantwortlich, die Preise festzulegen und Lizenzen zu erteilen [87]. Als eine autonome

Körperschaft mit Sitz in Ankara fasst sie Beschlüsse zur Umsetzung des gesetzlichen Rahmens zur Gewährleistung eines liberalen Energiemarktes [87].

Eine weitere Liberalisierungsmaßnahme besteht in der Errichtung einer Energiebörse EPIAS (Betrieb der Energiemärkte Aktiengesellschaft Türkei). Sie wurde am 18. März 2015 gegründet und ist seit dem 01. September 2015 aktiv [55]. EPIAS hat die Aufgabe, die Wettbewerbsfähigkeit und Transparenz des Energiemarktes zu stärken [55]. Die Gründung der Energiebörse EPIAS soll ausländische Investitionen sichern bzw. einen Ausbau bewirken, so dass für Investoren die Entwicklung zwischen Angebot und Nachfrage nachvollziehbarer wird und zukünftige Investitionsentscheidungen auf eine evidenzbasierte Grundlage gestellt werden [50].

Nr.	Name	Wichtige Provinzen	Ausschreibungsjahr	Höchstgebot (Mio. USD)	Unternehmen
1	Meram	Konya	2009	440	Alarko
2	Baskent	Ankara	2009	1.225	Enerjisa
3	Sakarya	Adapazarı	2009	600	Akcez
4	Trakya	Edirne	2010	622	Aksa
5	Gediz	İzmir/Manisa	2010	1.920	MMEKA
6	Dicle	Diyarbakır	2010	228	Karavil-Ceylan
7	Bogazici	İstanbul (Europa)	2010	2.990	İs Kaya-MMEKA
8	Van Gölü	Van	2010	100	Aksa
9	Uludag	Bursa	2010	940	Limak
10	Fırat	Elazığ	2010	230	Aksa
11	Camlıbel	Sivas	2010	259	Kolin
12	Yesilirmak	Samsun	2009	442	Calik
13	Coruh	Trabzon	2009	227	Aksa
14	Osmangazi	Eskisehir	2009	485	Eti Gümüş
15	Aras	Erzurum	2008	129	Kiler
16	Menderes	Aydin/Mugla/Denizli	2007	110	Aydem
17	Kayseri	Kayseri	1991		Kayseri Elektrik
18	Göksu	Kahramanmaraş	2011	60	Akedas
19	Akdeniz	Antalya	2010	1.165	Park Holding
20	Toroslar	Mersin/Adana/Gaziantep	2010	2.075	Yıldızlar SSS
21	Ayedaş	İstanbul (Asien)	2010	1.813	MMEKA
			Total	16.060	

Tabelle 12 Privatisierte regionale Distributionsnetze für elektrische Energie in der Türkei [56] (eigene Darstellung)

Durch die Privatisierung der Versorgungsregionen hat die Türkei insgesamt ca. 16 Milliarden Dollar eingenommen [57]. Hieraus sind Kooperationen zwischen ausländischen und türkischen Firmen entstanden. Die Kooperation zwischen EON aus Deutschland und Sabanci aus der Türkei ist ein gutes Beispiel, woraus das Unternehmen Enerjisa entstanden ist.

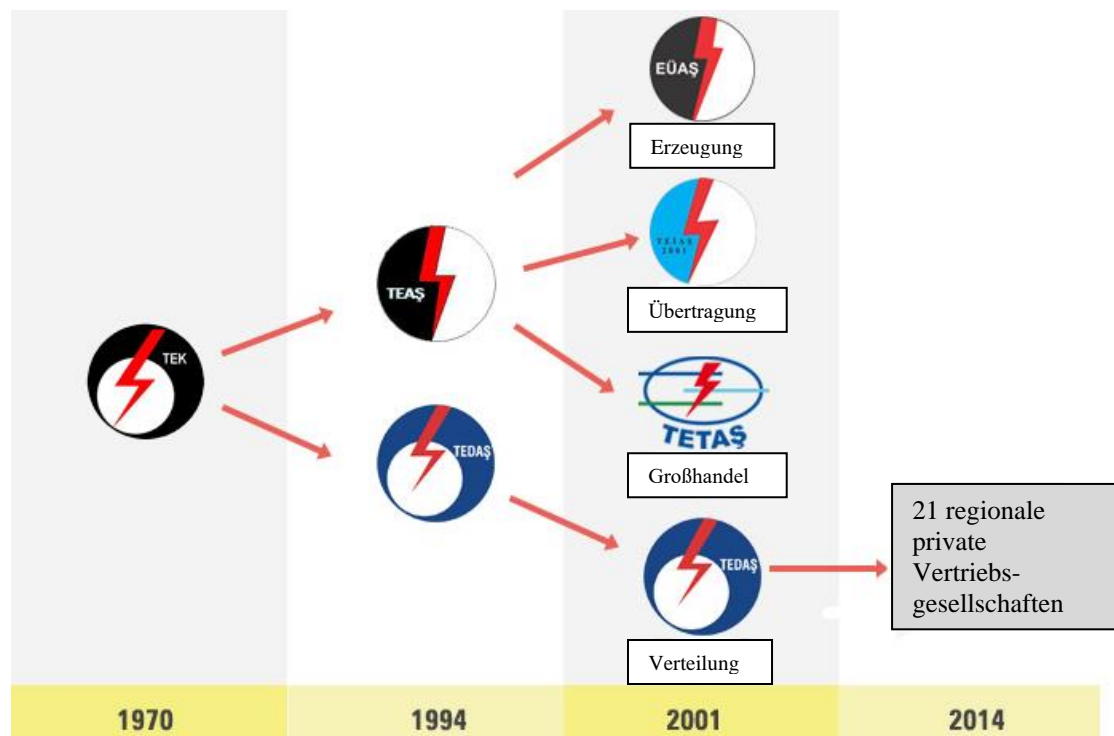


Abbildung 74 Strukturelle Veränderungen für einen liberalisierten Strommarkt [57]

Für die Liberalisierung des Marktes sowie die Annäherung an die EU-Politik sind in den letzten Jahren viele Gesetze und Verordnungen zu Erneuerbaren Energien verabschiedet worden. In **Abbildung 75** ist die Gesetzgebung für Erneuerbare Energien dargestellt [45].

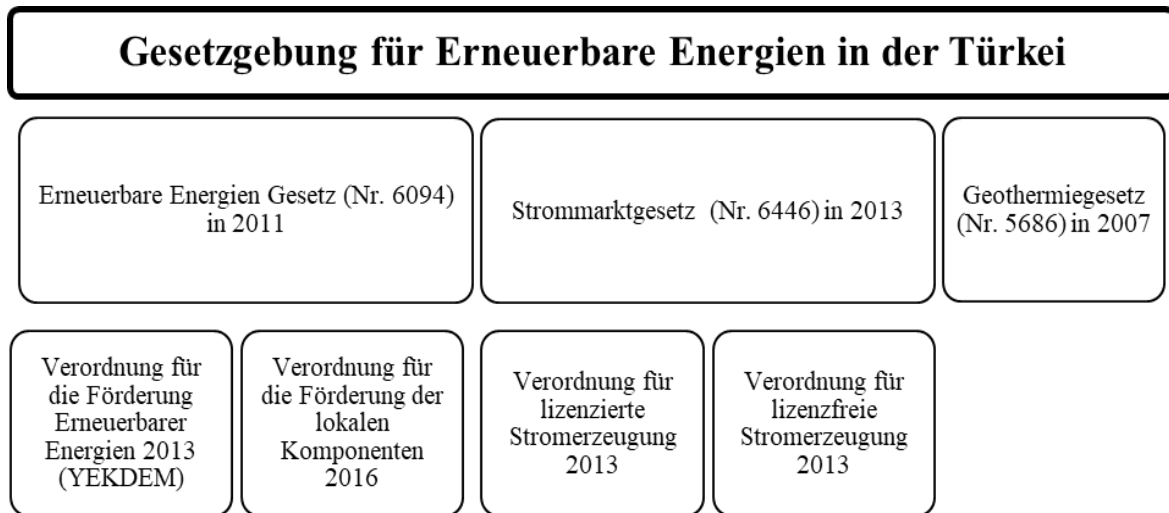


Abbildung 75 Gesetzgebung für Erneuerbarer Energien in der Türkei [45] (eigene Darstellung)

Das Strommarktgesetz Nr. 6446 (in Kraft seit 30.03.2013) soll mehr Transparenz im Strommarkt schaffen und die Qualität sowie die Versorgungssicherheit des Stromnetzes gewährleisten [45]. Das Erneuerbare Energie-Gesetz Nr. 5346 (in Kraft seit 10. Mai 2005) soll den Ausbau für Erneuerbare Energien fördern und die Kosten der Energieversorgung mindern [45]. Für das Erneuerbare Energie-Gesetz Nr. 5346 ist ein Änderungsgesetz verabschiedet worden, das mit dem Gesetz Nr. 6094 seit dem 08. Januar 2011 in Kraft getreten ist [45]. In der Novellierung des Gesetzes Nr. 5346 werden Erneuerbare Energiearten unterschiedlich mit USD-Cent/kWh vergütet, während das erste Gesetz eine einheitliche Alimentierung vorsah [45]. Daneben erhalten die Anlagenbetreiber ab Inbetriebnahme der Anlage fünf Jahre eine Bonus-Vergütung für Anlagenkomponenten „Made in Turkey“ als sog. Local-Content-Förderung [45].

Für die Etablierung Erneuerbarer Energien in der Türkei sind neben den Gesetzen viele Durchführungsverordnungen und Vorschriften erlassen worden. Im Folgenden ist eine chronologische Auflistung der wesentlichen Verordnungen und Vorschriften aufgeführt [45]:

- Verordnung für die Durchführung Geothermiegesetz vom 11. Dezember 2007
- Verordnung Sonderzonen Geothermie für die Stromerzeugung vom 14. Oktober 2008

- Verordnung der Förderung Forschung & Entwicklung Projekte im Energiebereich vom 08. Juni 2010
- Verordnung zur technischen Bewertung der Lizenzerteilungsanträge für Sonnenenergieanlagen vom 01. Juni 2013
- Verordnung für die Förderung Erneuerbarer Energien vom 01. Oktober 2013
- Verordnung für lizenzfreie Stromerzeugung vom 02. Oktober 2013
- Vorschrift für die Durchführung der Verordnung lizenzfreie Stromerzeugung vom 02. Oktober 2013
- Verordnung für lizenzierte Stromerzeugung vom 02. November 2013
- Verordnung für die Ausschreibung der Vorlizenzbewerbung der Sonnenenergie- und Windenergieanlagen vom 06. Dezember 2013
- Vorschrift Windkraftmessung und Sonnenintensität für Vorlizenzbewerbung der Sonnenenergie- und Windenergieanlagen vom 17. Juni 2014
- Verordnung Windkraftmessung und Verbindung mit der Zentralstelle für Windenergieanlagen vom 25. Februar 2015
- Verordnung zur technischen Bewertung der Lizenzerteilungsanträge für Windenergieanlagen vom 20. Oktober 2015
- Verordnung Sonderzonen Erneuerbare Energien für die Stromerzeugung vom 09. Oktober 2016

4.2. Erzeugung und Verbrauch

Die Stromerzeugung basiert derzeit im Wesentlichen auf drei Energieträgern: Erdgas, Kohle und Wasserkraft. 2016 belief sich die Stromerzeugung auf insgesamt ca. 274.700 GWh [37], im Jahr 2015 auf ca. 261.700 GWh [37]. Dies entspricht einer Steigung um ca. 5 %. Im ersten Halbjahr 2017 betrug die Stromerzeugung insgesamt ca. 139.900 GWh [36], Hauptenergieträger war Erdgas. 2016 lag der Anteil vom Erdgas bei 32,1 % [37], Kohle hatte einen Anteil von 33,9 % [37] und Wasserkraft einen Anteil von 24,7 %, gefolgt von Windenergie mit 5,7 %, Geothermie mit 1,8 %, Sonnenenergie mit 0,6 % und schließlich Bioenergie mit 1,2 % [37]. In **Abbildung 76** ist diese Verteilung visualisiert [37].

Die installierte Stromleistung der Türkei betrug 2016 78.497 MW [38], die zugehörige thermische Leistung (Gaskraftwerke und Kohlekraftwerke) 44.411,6 MW [38]. Wasserkraft hatte eine Leistung von 26.681 MW, Windenergie 5.751 MW, gefolgt von Sonnenenergie mit 832,5 MW und Geothermie mit 820,9 MW [38]. Im Vergleich zum Vorjahr ist die installierte Leistung um 5.899 MW gestiegen [37]. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt liegt die Gesamtkapazität bei 79.621 MW [35]. Die installierte Leistung aus Erneuerbaren Energien hatte sich in den letzten zehn Jahren verdoppelt und beträgt nun 34.085 MW [38]. In **Tabelle 13** ist diese Entwicklung dargestellt. In den nachfolgenden Abbildungen werden die Stromerzeugung und die Kapazität graphisch visualisiert. **Abbildung 77** zeigt die Entwicklung der installierten Stromleistung der Primärenergieressourcen [38]. In **Abbildung 78** ist der Beitrag zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien gezeigt [38].

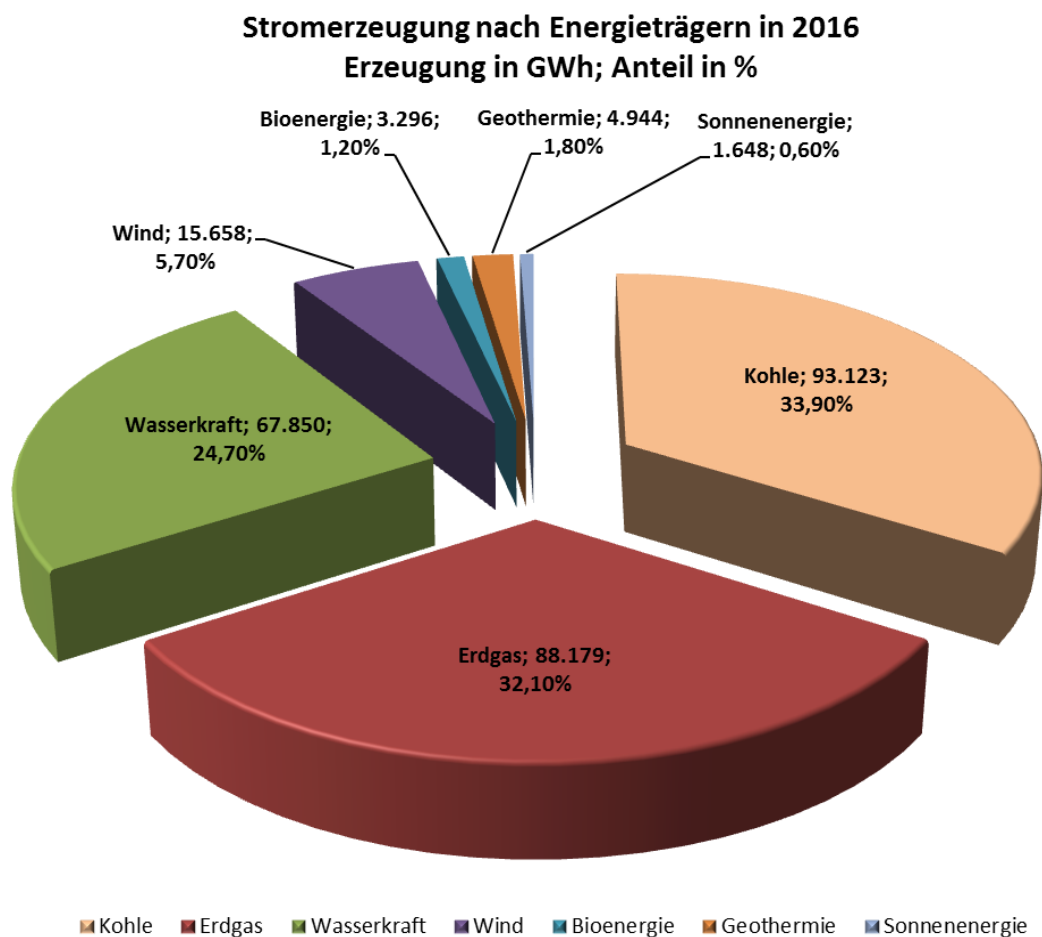


Abbildung 76 Stromerzeugung nach Energieträgern in der Türkei in 2016 [37] (eigene Darstellung)

	Unit : MW					
	Thermisch	Wasserkraft	Geothermie	Windkraft	Photovoltaik	Total
2005	25.902,3	12.906,1	15,0	20,1	-	38.843,5
%	66,68	33,23	0,04	0,05	-	100,00
2016	44.411,6	26.681,0	820,9	5.751,0	832,5	78.497,0
%	56,58	33,99	1,05	7,33	1,06	100,00

Tabelle 13 Entwicklung der installierten Stromleistung 2005-2016 [38] (eigene Darstellung)

Wie aus der **Tabelle 13** hervorgeht, ist der Anteil der thermischen Leistung gesunken und der Anteil Erneuerbarer Energien gestiegen. Angesichts der ständigen Belastung durch das türkische Außenhandelsdefizit als Folge von Energieimporten (Kohle und Gas) ist diese Entwicklung zielführend.

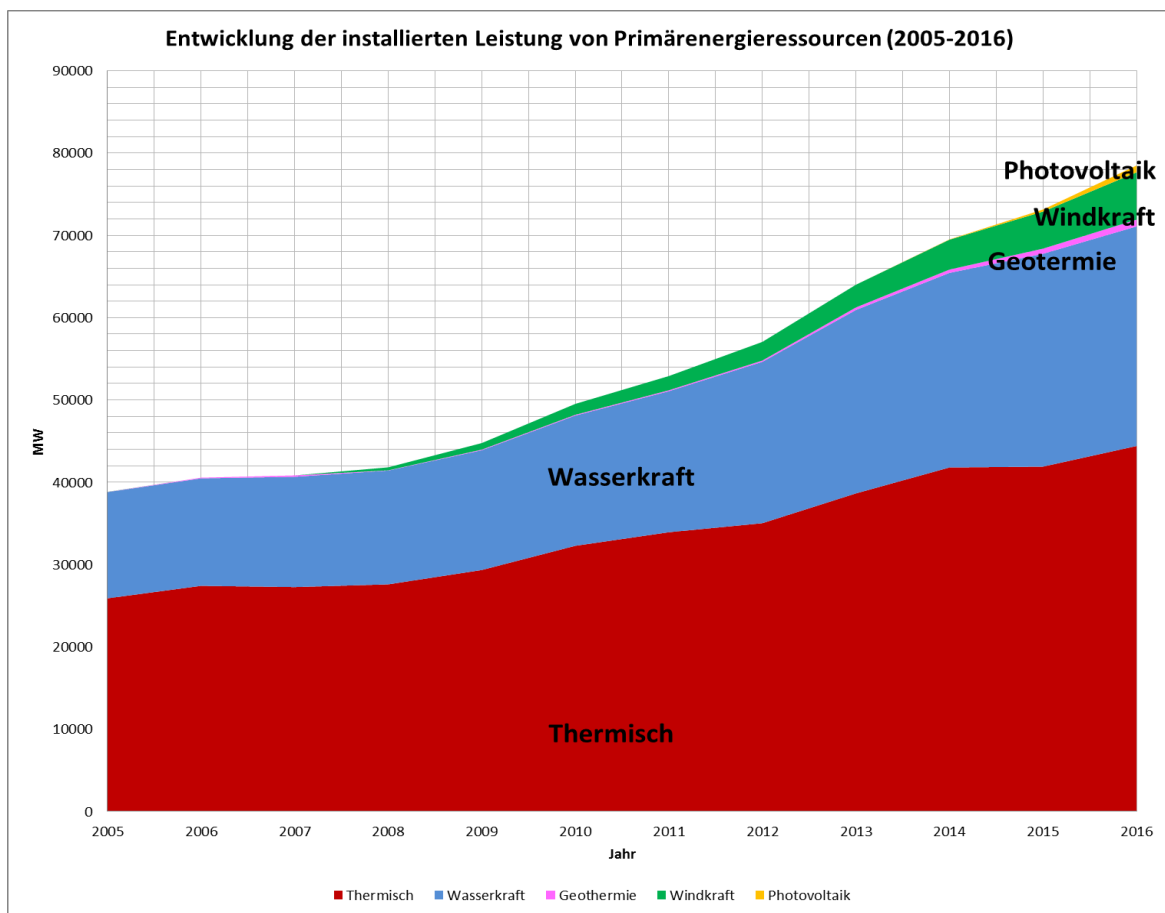


Abbildung 77 Entwicklung der installierten Stromleistung von Primärenergieressourcen in der Türkei 2005-2016 [38] (eigene Darstellung)

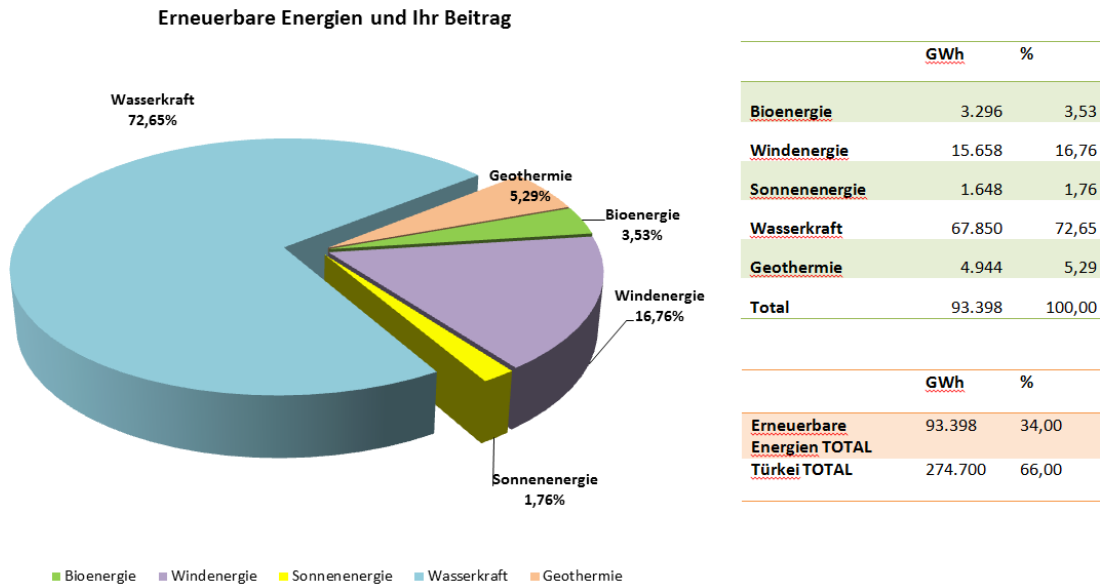


Abbildung 78 Beitrag zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in der Türkei 2016 [38] (eigene Darstellung)

In **Abbildung 79** sind die jährliche Entwicklung der installierten Kapazität und der Stromerzeugung gemeinsam abgebildet [38].

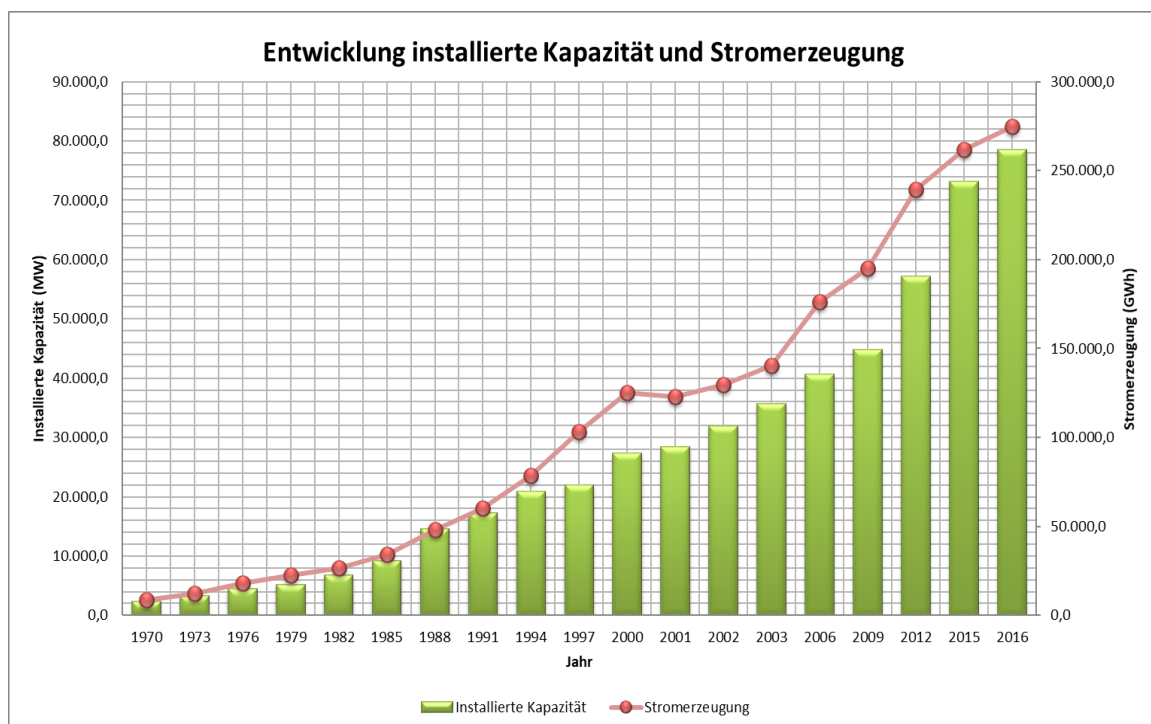


Abbildung 79 Zusammenstellung der Entwicklung installierte Kapazität und Stromerzeugung [38] (eigene Darstellung)

Abbildung 80 vermittelt einen Eindruck zur aktuellen Kapazität bis Mai 2017 [35].

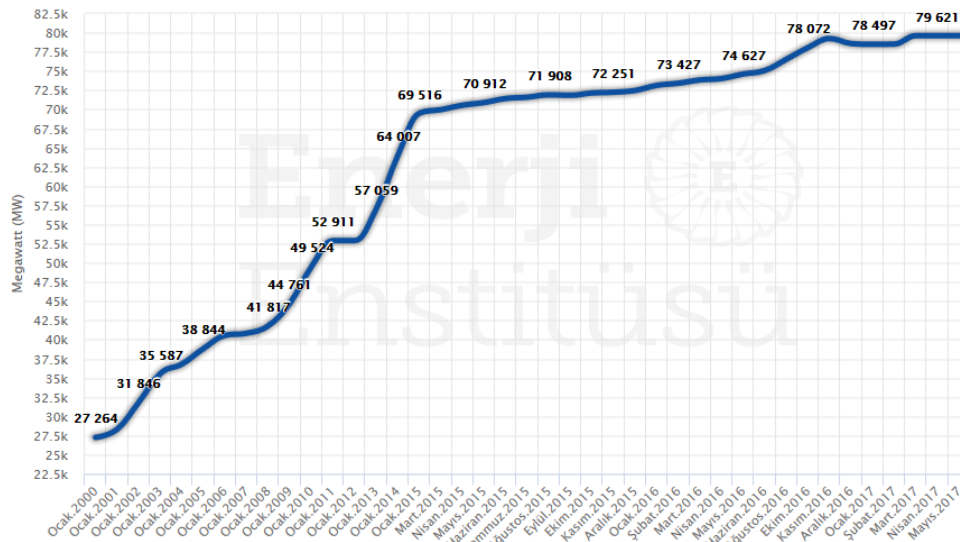


Abbildung 80 Aktuelle Kapazität und deren Entwicklung von Januar 2000-Mai 2017 [35]

Im Gegensatz zur Stromerzeugung liegt der Stromverbrauch in 2016 bei 278.300 GWh [37]. Die türkische Regierung importiert ca. 6 GWh in 2016 aus den Nachbarländern zur Deckung der Stromnachfrage [38]. Gemäß einer Schätzung der TEİAS soll der Stromverbrauch 2017 auf 290.400 GWh gestiegen sein [38]. Die Industrie war 2016 mit einem Anteil von 48 % die größte Verbrauchergruppe [56]. Mit dem stetigen Wirtschaftswachstum wächst der Energiebedarf der Türkei deutlich. Laut Schätzungen der TEİAS wird vor allem wegen der fortschreitenden Industrialisierung mit einer jährlichen Steigung des Verbrauchs von etwa 6 % gerechnet [38]. In **Abbildung 81** ist die prognostizierte Entwicklung der Stromnachfrage bis zum Jahr 2023 gezeigt [38].

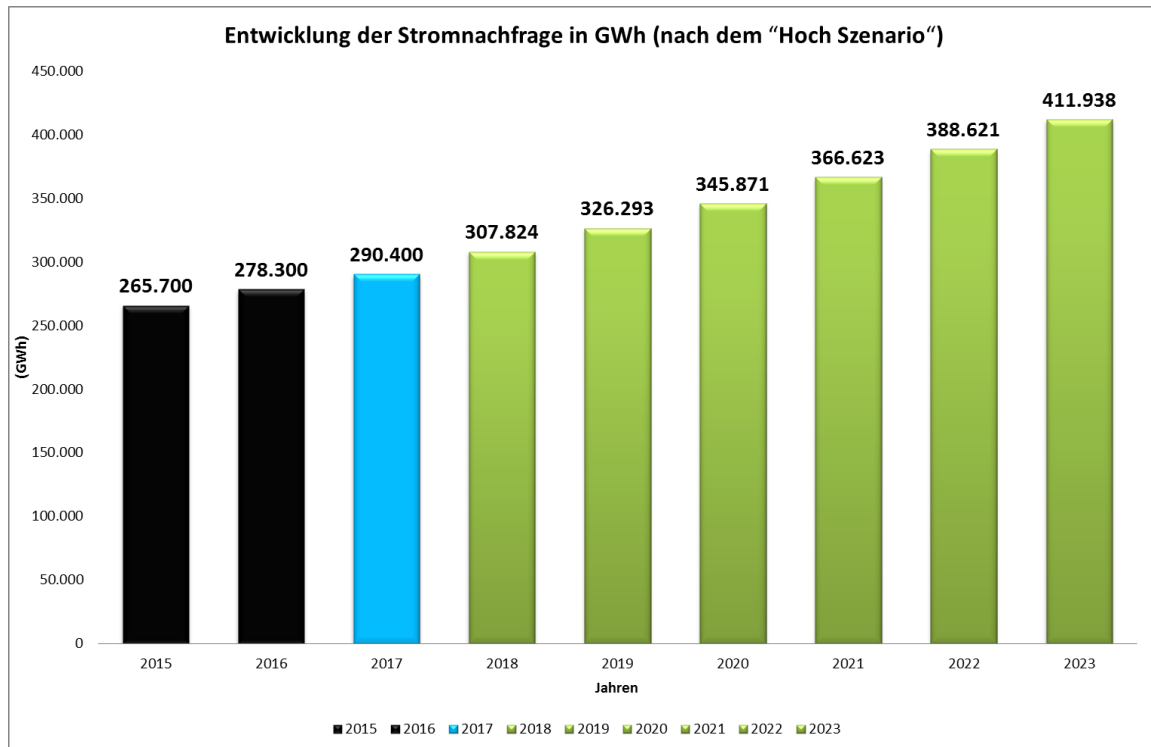


Abbildung 81 Entwicklung der Stromnachfrage bis zum Jahr 2023 (“Hoch Szenario“) [38] (eigene Darstellung)

Dem ständig steigenden Strombedarf stehen derzeit lediglich begrenzte eigene Energieressourcen gegenüber. Ein Großteil der Stromnachfrage muss daher mit Importen gedeckt werden. Um diesen erwarteten Strombedarf bedienen zu können und gleichzeitig die Abhängigkeit von Energierohstoffimporten (Kohle und Gas) zu verringern, ist die Stromleistung zugunsten Erneuerbarer Energien auszubauen. Die türkische Regierung hat sich das strategische Ziel gesetzt, die installierte Stromleistung bis zum Jahr 2023 auf 125.000 MW auszubauen [58]. Hierzu soll die Stromleistung von Erneuerbaren Energien auf 61.000 MW gesteigert werden, es wird eine Stromerzeugung von ca. 159.000 GWh erwartet [58]. In **Abbildung 82** ist der Ausbau der Stromleistung von Erneuerbaren Energien dargestellt [58].

Ausbau der Leistung von Erneuerbaren Energien Ziel 2023
in MW

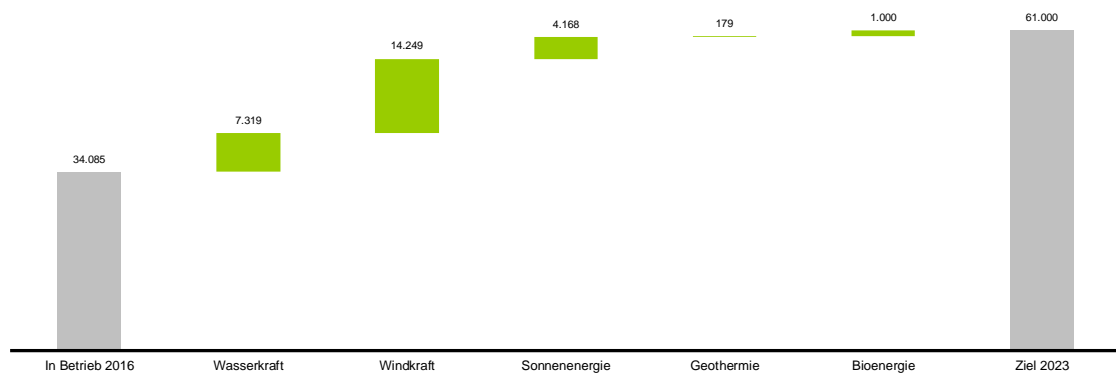


Abbildung 82 Ausbau der Leistung von Erneuerbaren Energien bis 2023 [58] (eigene Darstellung)

In **Abbildung 83** ist die bis Jahr 2023 zu installierende Stromleistung der unterschiedlichen Erzeuger dargestellt [58].

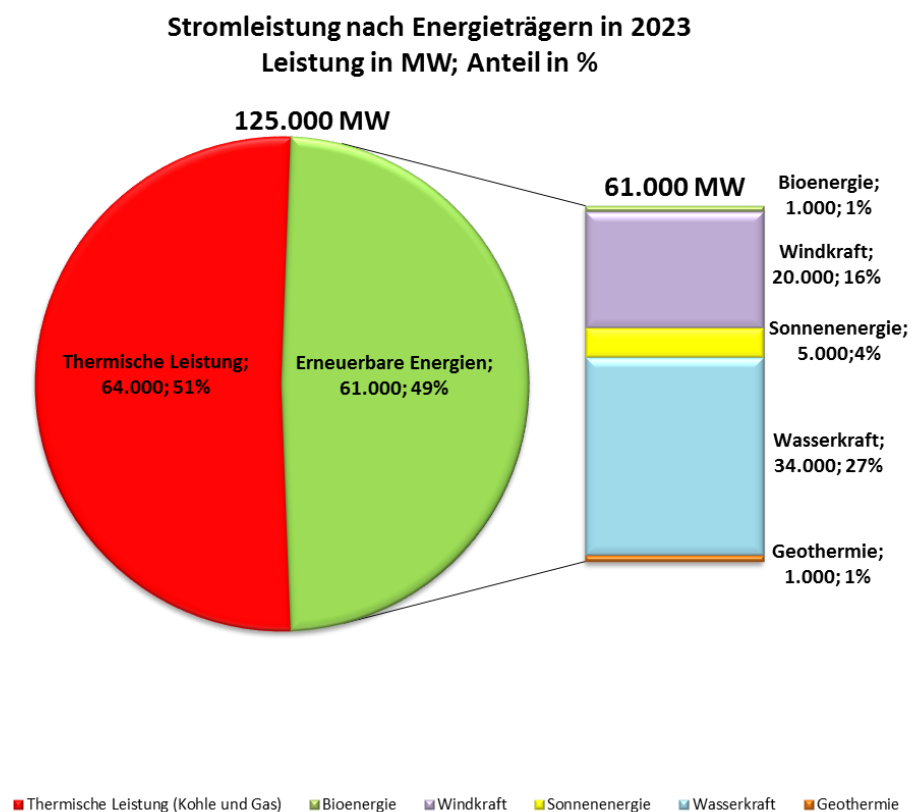


Abbildung 83 Ausbau der Stromleistung bis 2023 [58] (eigene Darstellung)

Abbildung 84 zeigt den geplanten Ausbau der Stromerzeugung durch Erneuerbaren Energien und deren Beitrag von 2016 bis Jahr 2023 [58].

Ausbau der Stromerzeugung von Erneuerbaren Energien Ziel 2023
in GWh

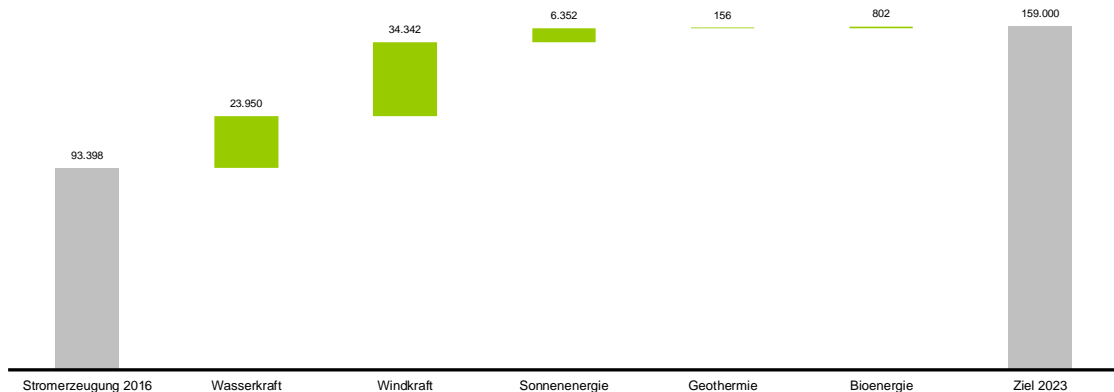


Abbildung 84 Ausbau der Stromerzeugung bis 2023 [58] (eigene Darstellung)

Die Stromerzeugung von 30 % aus erneuerbaren Energiequellen bis 2023 erscheint aus heutiger Sicht sicher realisierbar [37].

4.3. Die Einspeisevergütung

Erneuerbare Energien werden -wie vermerkt- in der Türkei durch die Einspeisevergütung unterstützt. Die erste direkte gesetzliche Förderung von Erneuerbaren Energien wurde mit dem Erneuerbare Energien-Gesetz Nr. 5346 über die Einspeisevergütung für Strom am 10. Mai 2005 verabschiedet [45]. Dieses Gesetz, welches bis 2011 in Kraft war, sah eine einheitliche Vergütung in Höhe von max. 5,5 Eurocent/kWh vor [45]. Da die Einspeisevergütung dieses Gesetzes im Vergleich zu vielen anderen europäischen Ländern mit einem ähnlichen Erneuerbare Energien-Gesetz deutlich unter dem üblichen Einspeisetarif lag und sich kaum Investoren fanden, um in der Türkei im Bereich Erneuerbare Energien zu investieren, wurde 2011 eine Gesetzesänderung beschlossen [59].

Diese trat am 08.01.2011 in Kraft (Gesetz Nr.6094) [45]. In der Gesetzesnovelle wurden Einspeisevergütungen grundlegend reformiert [45]:

- Es sind verschiedene Vergütungssätze für unterschiedliche erneuerbare Energiequellen vorgesehen. Für Wasserkraft- und Windenergieanlagen gilt ein Einspeisetarif von **7,3 USD-Cent/kWh**. Für Geothermie sind **10,3 USD-Cent/kWh** vorgesehen, für Bioenergie und Sonnenenergie wurden **13,3 USD-Cent/kWh**

festgelegt. Sinn und Zweck der Festlegung der Einspeisevergütungen in der Leitwährung US Dollar liegen darin, die Einspeisevergütung von den Währungsschwankungen der Landeswährung zu unterbinden.

- Für Unternehmen, die den Betrieb nach dem 31. Dezember 2015 aufnehmen bzw. aufgenommen haben, wird der Ministerrat die Einspeisevergütung festlegen. Hierzu hat der Ministerrat am 18.11.2013 entschieden, dass für Unternehmen, die mit dem Betrieb zwischen 01.01.2016-31.12.2020 beginnen, die bestehenden Vergütungssätze gültig sind und eine Abnahmegarantie für zehn Jahre gewährleistet ist. Diese staatliche Förderung wurde in der „Verordnung für die Förderung Erneuerbarer Energien“ (YEKDEM Yönetmeliği) festgelegt. YEKDEM ist staatliche Förderungsmechanismus für Erneuerbare Energiequellen mit Einspeisevergütungen -wie bereits vermerkt-. Die Förderung erfolgt in der Form, dass der Förderbetrag als “YEKDEM-Zuschlag“ dem Endverbraucher in Rechnung gestellt wird.
- Wenn mechanische oder elektromechanische Bauteile „Made in Turkey“ in der jeweiligen Anlage zum Einsatz kommen, erhalten die Anlagenbetreiber ab Inbetriebnahme der Anlage fünf Jahre eine Bonus-Vergütung als sogenannte Local-Content-Förderung. Durch diese Subventionierung verfolgt die Regierung das Ziel, Anlagenkomponenten aus ausländischer Fertigung durch Inlandsprodukte zu substituieren, die Nachfrage nach türkischen Produkten zu steigern und hierdurch die Produktivität der türkischen Unternehmen auf dem Sektor Erneuerbarer Energien zu fördern [59]. Durch diese Politik soll ein Industriesektor für die Anlagentechnik Erneuerbarer Energiekomponenten etabliert werden. Hierdurch entstehen neue Arbeitsplätze in der Türkei. Die Bonusvergütung variiert je nach Energiequelle und Anlagenkomponenten. Sofern die Anlage aus mehreren inländischen Bauteilen besteht, erhöht sich die Bonusvergütung. In der Verordnung für die Förderung der lokalen erneuerbaren Energiekomponenten ist die prozentuale Gewichtung der Bauteile in den Komponenten definiert. Die Bonusvergütung resultiert aus der Multiplikation der prozentualen Gewichtung der Bauteile, der Zusatzvergütung für den heimischen Beitrag und der Anzahl der Bauteile (zum Beispiel für ein Windkraftwerk: prozentuale Gewichtung für Leistungselektronik **30 %** * Zusatzvergütung für den heimischen Beitrag für Leistungselektronik **1 USD-Cent** * Anzahl der Bauteile **10= 3 USD-Cent/kWh**).

Insgesamt liegt dann die Einspeisevergütung für dieses Beispiel 10,3 USD-Cent/kWh (7,3 USD-Cent/kWh + 3 USD-Cent/kWh) für das Windkraftwerk.

In **Tabelle 14** werden die Zusatzvergütungen, die im Gesetz Erneuerbare Energien (Nr. 6094) festgelegt sind, im Detail aufgeführt [45].

Art der Kraftwerksanlage	Heimische Fertigung	Zuschlag für den heimischen Beitrag (USD-Cent/kWh)
A- Wasserkraftwerk	1- Turbine	1,3
	2- Generator und Leistungselektronik	1,0
B- Windkraftwerk	1- Flügel	0,8
	2- Generator und Leistungselektronik	1,0
	3- Turbinenturm	0,6
	4- Gesamte mechanische Ausrüstung für Rotor- und Nabel-Gruppe / Rotor mit Nabe (ausgenommen Zahlungen für Flügelgruppe, Generator und Leistungselektronik)	1,3
C- Photovoltaikanlagen	1- PV-Modulintegration und Fertigung der strukturellen Mechanik der Solaranlage	0,8
	2- PV-Module	1,3
	3- Zellen, aus denen die PV-Module bestehen	3,5
	4- Inverter	0,6
	5- Sonnenstrahlen fokussierendes Material für PV-Module	0,5

D- Solarenergieanlagen mit Strahlenfokussierung	1- Strahlungssammler	2,4
	2- Reflektorplatten	0,6
	3- System zur Anpassung an die Sonnenbewegung	0,6
	4- Mechanische Ausrüstung für Wärmespeicher	1,3
	5- Mechanische Ausrüstung für Dampferzeugersysteme basierend auf Fokussierung von Sonnenstrahlen im Turm	2,4
	6- Stirlingmotor	1,3
	7- Modulintegration und strukturelle Mechanik der Solarpaneele	0,6
E- Biomassekraftwerk	1- Fließbett-Dampfkessel	0,8
	2- Flüssigkraftstoff oder Gas betriebener Dampfkessel	0,4
	3- Vergasungs- und Gasreinigungsgruppe	0,6
	4- Dampf- oder Gasturbine	2,0
	5- Verbrennungs- oder Stirlingmotor	0,9
	6- Generator und Leistungselektronik	0,5
	7- Ko-Generationssystem	0,4
F- Geothermalkraftwerk	1- Dampf- oder Gasturbine	1,3
	2- Generator und Leistungselektronik	0,7
	3- Dampfprojektor oder Vakuumkompressor	0,7

Tabelle 14: Zusatzvergütungen für den heimischen Beitrag [45]

Die Erneuerbare Energie-Gesetze (Nr. 5346 und Nr. 6094) finden sich mit deutscher Übersetzung im Anhang zur dieser Arbeit.

5. STEP-Analyse Türkei: Fallstudien

Im fünften Kapitel wird mithilfe einer STEP-Analyse der türkische Markt betrachtet. Die landspezifischen Gegebenheiten werden durchleuchtet und transparent dargestellt. Anhand von Fallstudien werden die soziologischen, technologischen, ökonomischen und politischen Elemente des Marktes untersucht und kritisch analysiert.

5.1. Fallstudie I: Soziologische Analyse

Der folgende Abschnitt berücksichtigt Aspekte wie Sprache, Religion, Bildung, Werte und Normen in den Gesellschaftsstrukturen der Türkei. Um erfolgreich in einem neuen Markt agieren zu können, sind diese Gegebenheiten Bestandteil für eine makroökonomische Betrachtung.

5.1.1. Werte und Normen

Die türkische Gesellschaft zeichnet sich durch eine große kulturelle, soziale und ökonomische Heterogenität aus [60]. Während in modernen Provinzen wie Istanbul, Ankara oder Izmir eher westliche Werten festzustellen sind, findet man in Ostanatolien eine agrarisch und traditionell orientierte Gesellschaft. Dabei ist anzumerken, dass die Türkei sich in einer Übergangsphase von einer Agrargesellschaft zu einer Industrie- bzw. Dienstleistungsgesellschaft befindet. Dieser Wandlungsprozess ist als sehr dynamisch zu bezeichnen.

Die Mehrheit der türkischen Bevölkerung besteht aus Muslimen [66]. Dabei ist die Religion ein wichtiger, insbesondere identitätsstiftender Faktor innerhalb des Landes [66]. Der Einfluss der Religion auf das Privatleben der türkischen Bevölkerung ist klar ersichtlich. Das öffentliche Leben wird jedoch weitestgehend nicht durch den Islam geprägt [66]. In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass der türkische "Muslim" im Vergleich zu anderen islamischen Ländern als deutlich liberaler zu bezeichnen ist [66]. Auch spielt die Trennung von Staat und Religion, also der Laizismus eine ausschlaggebende Rolle. Dabei gibt es jedoch auch eine relativ große und einflussreiche Schicht der Gesellschaft, die extrem laizistisch und strikt kemalistisch ist und eine Abkehr von der Religion praktiziert [60]. Vor dem Hintergrund der politischen Wirren in den ersten Gründungsjahren der Republik Türkei und der nach Einführung des Mehrparteiensystems fortgesetzten chronischen politischen Instabilität (Neuwahlen, Regierungswechsel, gesellschaftliche Polarisierung zwischen Religiösen und Säkularisten, erfolgreiche Putschversuche), hat der nationale Sicherheitsvorbehalt des Staates vor prokurdischen, islamistischen und kommunistischen sowie anderen autonomen Bewegungen den rechtlichen Handlungsspielraum zur Artikulation von partikulären Interessen der Bevölkerung eingeengt [60].

Die EU-Beitrittsgespräche und die zugehörigen notwendigen Reformen sind ein weiterer wichtiger Faktor im Rahmen der Werte und Normen. Diese Reformen führen zur Stärkung der Menschenrechte, zum Angleichen der Sozialversicherungsstandards, zur Öffnung und Stärkung der Privatisierung sowie zur engeren Zusammenarbeit mit anderen EU Mitgliedsstaaten [83]. Anzumerken ist jedoch, dass der EU-Beitritt seitens mancher Skeptiker als ein Verlust angesehen wird.

Traditionelle Werte wie Ehe, Familie, Vaterland spielen für viele Türken eine sehr bedeutsame Rolle [91]. Darüber hinaus ist die Bevölkerung durch Patriotismus geprägt [91]. Der Nationalstolz verbindet die Türken über die sozialen Schichten hinweg. In der Familie regelt der Respekt die Beziehungen zwischen den Familienmitgliedern und den Mitgliedern der Gemeinschaft [91]. Die patriarchalische Mentalität steht im Mittelpunkt und schützt die Familie [91]. In der Ehe ist die Frau mit der sexuellen Integrität ein wichtiger Bestandteil der patriarchalischen Strukturen.

Ansehen und Höflichkeit sind zentrale Werte in der Gesellschaft. Hieraus resultieren Großzügigkeit, Wissen und Weisheit, Reichtum, Macht und Einfluss [60]. Auf der zwischenmenschlichen Ebene spielt die "Höflichkeit" eine wichtige Rolle. Der Handschlag ist nicht so häufig, Wangenküsse sind Tradition zwischen beiden Geschlechtern [60]. Ausnahmen bilden sehr religiöse Mitglieder der Gesellschaft. Der Blickkontakt ist sehr häufig und länger bei den Türken. Bei einer Respektperson vermeiden die Konservativen den Blickkontakt [60].

5.1.2. Gesellschaftsschichten

Die Sozialstruktur der türkischen Bevölkerung unterteilt sich in städtische und ländliche Gebiete. Die ländlich geprägten ostanatolischen Provinzen sind im Vergleich zu den städtischen Provinzen im Westen eher unterentwickelt und können Dienstleistungen, wie Bildungseinrichtungen und Krankenhäuser nicht in gleichem Maße anbieten [60]. Es gibt weiterhin eine Migrationsbewegung von Osten in Richtung Westen [60]. Dieser interprovinziellen Diskrepanz entspricht auch das Verhältnis zwischen Stadt und Land. Laut TÜİK lag der Anteil der ländlichen Bevölkerung im Jahr 2000 bei 35 % [3]. Heute

liegt der Anteil bei 8 % [3]. Die technische Entwicklung in der Landwirtschaft und die sinkende Zahl der dort vorhandenen Arbeitsplätze vergrößern die Unterschiede zwischen Stadt und Land zusätzlich, sodass die hohe Arbeitslosigkeit und die Perspektivlosigkeit die Menschen zur Abwanderung in die Städte zwingen [60]. In städtischen Gebieten sind Industrie, Dienstleistungsgewerbe und die damit verbundenen Arbeitsplätze vorhanden. Die Bevölkerung in der Stadt ist stärker europäisch orientiert, während auf dem Land eher niedriges Bildungsniveau und traditionelle bzw. religiöse Merkmale häufiger vorzufinden sind [60]. Allein in Istanbul leben 18,5 % der türkischen Bevölkerung, etwa 14,80 Mio. Menschen [3].

Die Türkei hat eine junge Bevölkerung. Der Altersdurchschnitt lag 2016 bei etwa 31,4 Jahren [3]. Die Altersstruktur setzte sich 2016 wie folgt zusammen: 23,7 % der Staatsbürger sind im Alter 1 bis 14 Jahren, 68 % zwischen 15 und 64 Jahre und nur 8,3 % über 65 Jahre alt [3]. 79.814.871 Menschen besaßen zum 31.12.2016 die türkische Staatsbürgerschaft, davon waren etwa hälftig männliche und weibliche Staatsbürger [3]. Die Bevölkerungswachstumsrate lag im Jahre 2016 bei 1,6 % [3].

In **Abbildung 85** wird die Bevölkerungsentwicklung der Türkei dargestellt [3].

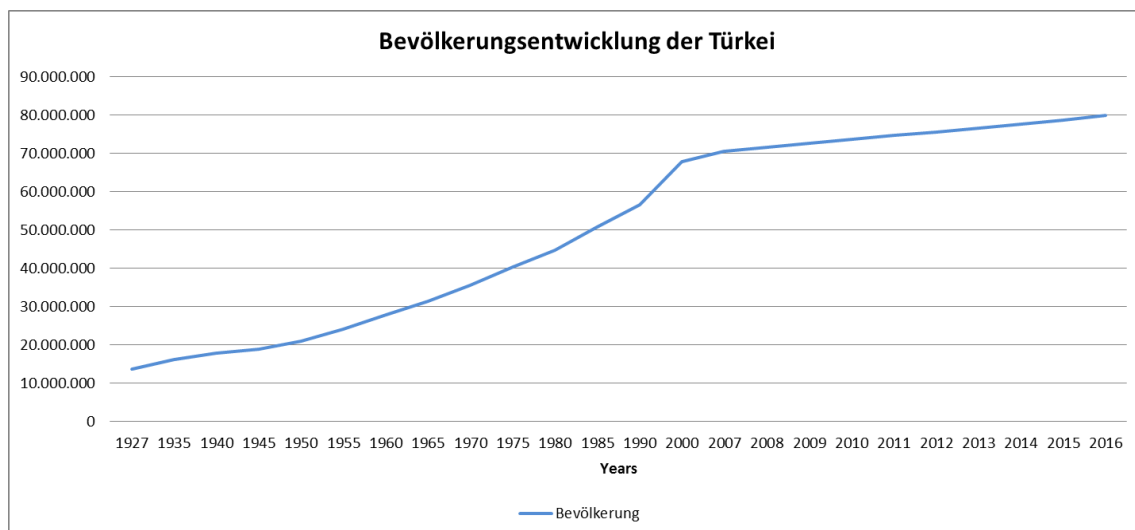


Abbildung 85 Bevölkerungsentwicklung der Türkei [3] (eigene Darstellung)

Wie aus **Abbildung 85** hervorgeht lebten 1927 in der Türkei etwa 14 Mio. Menschen [3]. Bis zum Jahr 2000 stieg diese Zahl auf 67,8 Mio. [3], aktuell leben in der Türkei etwa 80 Mio..

Die Türkei ist ein Nationalstaat und setzt sich aus vielen verschiedenen Bevölkerungsgruppen zusammen: Türken, Kurden sowie zahlreiche Minderheiten wie Arabern, Lasen, Albanern, Tscherkessen, Griechen, Georgiern, Juden, Armeniern, Abchasien, Aramäern, Bosniaken, Bulgaren, Tschetschenen und Jesiden [23].

In **Abbildung 86** werden die ethnischen Bevölkerungsgruppen und deren Anteil an der Gesamtbevölkerung quantifiziert [23].

Türkei: Zugehörigkeit zu den Ethnien im Jahr 2016

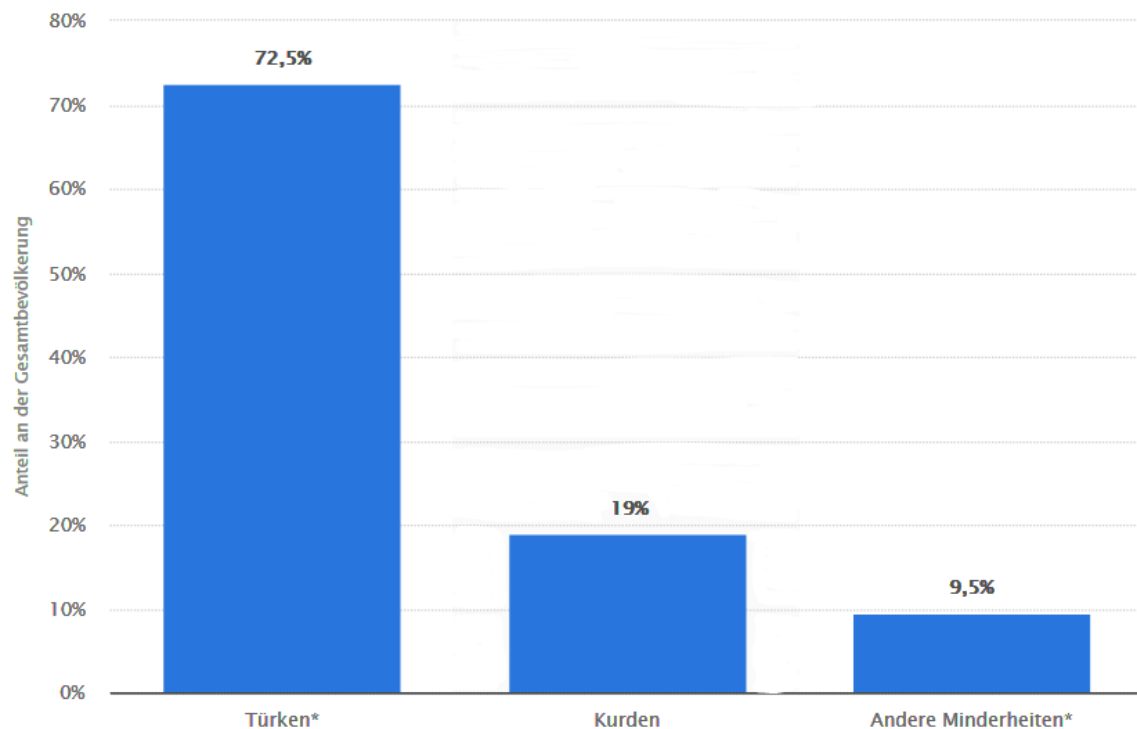


Abbildung 86 Zugehörigkeit zu den Ethnien im Jahr 2016 [23]

Abbildung 87 zeigt die Verortung der ethnischen Bevölkerungsgruppen auf der Landkarte [61]. Es zeigt sich, dass die Kurden mehrheitlich in Ostanatolien ansässig sind [61]. Viele Araber befinden sich im Südostanatolien. Im Norden gibt es Lasen, Tscherkessen und Georgier [61].



Abbildung 87 Ethnische Bevölkerungsgruppen auf der Landkarte der Türkei [61]

5.1.3. Bildung in der Türkei

Die Türkei ist -wie bereits vermerkt- ein Land mit relativ junger Bevölkerung. Der Anteil der Schulpflichtigen liegt bei 25 %. Deswegen übt die Bildung große Wirkung auf die weitere Entwicklung des Landes aus. Im Schuljahr 2016/2017 haben 17,32 Millionen Schülerinnen und Schüler Grund-, Mittel- und weiterführende Schulen besucht [62].

Die türkische Bildungslandschaft kann zunächst in das formale und das non-formale Bildungssystem aufgeteilt werden [62]. Das formale Bildungssystem bezieht sich auf Vor-, Grund-, Mittel-, Ober- und Hochschulbildung [62]. Das non-formale Bildungssystem umfasst weiterbildende Maßnahmen wie die Erwachsenenbildung [62]. Beide Bildungssektoren sind zentral organisiert und unterstehen dem Ministerium für Nationale Erziehung (Millî Eğitim Bakanlığı, MEB), das alle Curricula und Lehrbücher (auch von Privatschulen) zertifiziert und das oberste Kontroll- und Entwicklungsorgan des nationalen Bildungsprogramms darstellt [62].

Die türkische Regierung hat im April 2012 umfangreiche und tiefgreifende Umstrukturierungen des Bildungswesens vorgenommen [62]. Nach einer Bildungsreform ist die Schulpflicht von acht auf zwölf Schuljahre angehoben worden [62]. Das Einschulungsalter beträgt 5,5 Jahre [62]. Der Schulbesuch gliedert sich in je vier Jahre Grundschule, Mittelschule und Oberschule [62].

Die vorschulische Bildung beinhaltet die Erziehung der Kinder im Alter von 36 bis 66 Monaten [62]. Die zugehörigen Einrichtungen können als Kindergartenklasse in den Schulen eröffnet oder als unabhängige Kindergärten gegründet werden [62]. Die privaten Kindergärten brauchen zum Betrieb eine Genehmigung vom Ministerium für Nationale Erziehung [62]. Die türkische Regierung will die vorschulischen Einrichtungen in den nächsten Jahren ausbauen und hat sie ins staatliche Investitionsprogramm aufgenommen [62]. Die vorschulische Bildung wird zur Pflicht: Ab dem Schuljahr 2017-2018 ist sie für Kinder ab einem Alter von 54 Monaten verbindlich [62].

Die Grundschulbildung beinhaltet die Unterrichtung der 6-10-jährigen Kinder [62]. Es besteht für alle türkischen Staatsangehörigen geschlechtsunabhängig eine generelle Schulpflicht. Der Besuch an den staatlichen Schulen ist kostenlos [62]. Ab dem fünften Schuljahr beginnt die Mittelschule [62], auch dort besteht eine generelle Schulpflicht [62]. Um eine kostenlose (staatliche) Oberschule besuchen zu dürfen, müssen die Schüler nach Klasse 8 eine Aufnahmeprüfung für die verschiedenen Schulformen ablegen [62].

Die Oberschulen sind auch Pflicht und lassen sich in allgemeinbildende und berufsbildenden Schulen unterteilen, die unter dem Begriff Gymnasien zusammenfasst sind:

Allgemeinbildende Gymnasien [62]:

- generalistische Gymnasien
- „Anatolien“ Gymnasien
- Privatgymnasien (schulgeldpflichtig)
- Naturwissenschaftliche Gymnasien
- „Anatolien“ Lehrer Gymnasien
- „Anatolien“ Gymnasien mit Schwerpunkt Kunst

- Sozialwissenschaftliche Gymnasien
- Sportwissenschaftliche Gymnasien

An den Gymnasien mit dem Schwerpunkt Kunst und den sportwissenschaftlichen Gymnasien wird zur Aufnahme der Schüler eine Reifeprüfung verlangt [62]. In dieser Prüfung wird das Talent bzw. die Begabung der Schüler festgestellt.

Arten der berufsbildenden und technischen Gymnasien [62]:

- Technische Männergymnasien
- Technische Frauengymnasien
- Handels – und Touristikgymnasien
- Religionsgymnasien
- Medizinische Gymnasien
- Landwirtschaftliche Gymnasien
- Juristische Gymnasien
- Grundbuch und Kataster orientierte Gymnasien
- „Anatolien“ Meteorologie Gymnasien

Die traditionelle Berufsausbildung ist ebenfalls möglich und bedingt eine praktische Ausbildung in einem Handwerksbetrieb im Anschluss an die Mittelschule. Dabei unterrichten der Betriebsinhaber und Meister (Usta) den Lehrling in Theorie und Praxis seines Berufes. Die Lehrzeit hat keine Befristung, endet üblicherweise jedoch nach drei bis fünf Jahren. Der Meister verleiht dem Auszubildenden den Titel „Kalfa“ (etwa: Geselle) und lässt diesen von der jeweiligen Berufskammer bestätigen [62]. Später kann der Geselle selbst einen Gewerbeschein beantragen und zusammen mit einem Meister eine Werkstatt eröffnen.

Der Zugang zu den Hochschulen wird zentral durch zwei türkeiweite, kompetitive Hochschulaufnahmeprüfungen ermöglicht [63]: Nach erfolgreicher Teilnahme an einem zweistufigen schriftlichen Auswahlverfahren (YGS / 'Yüksek Öğrenime Geçiş Sınavı' und LYS / 'Lisans Yerleştirme Sınavı') weist die Prüfungsbehörde ÖSYM jedem Prüfungsteilnehmer nach erzielter Punktzahl und individueller fachlicher Präferenzliste einen Studienplatz für einen vierjährigen Bachelor („Lisans“) zu [63]. **Abbildung 88** zeigt den Aufbau des Bildungssystems der Türkei [62].

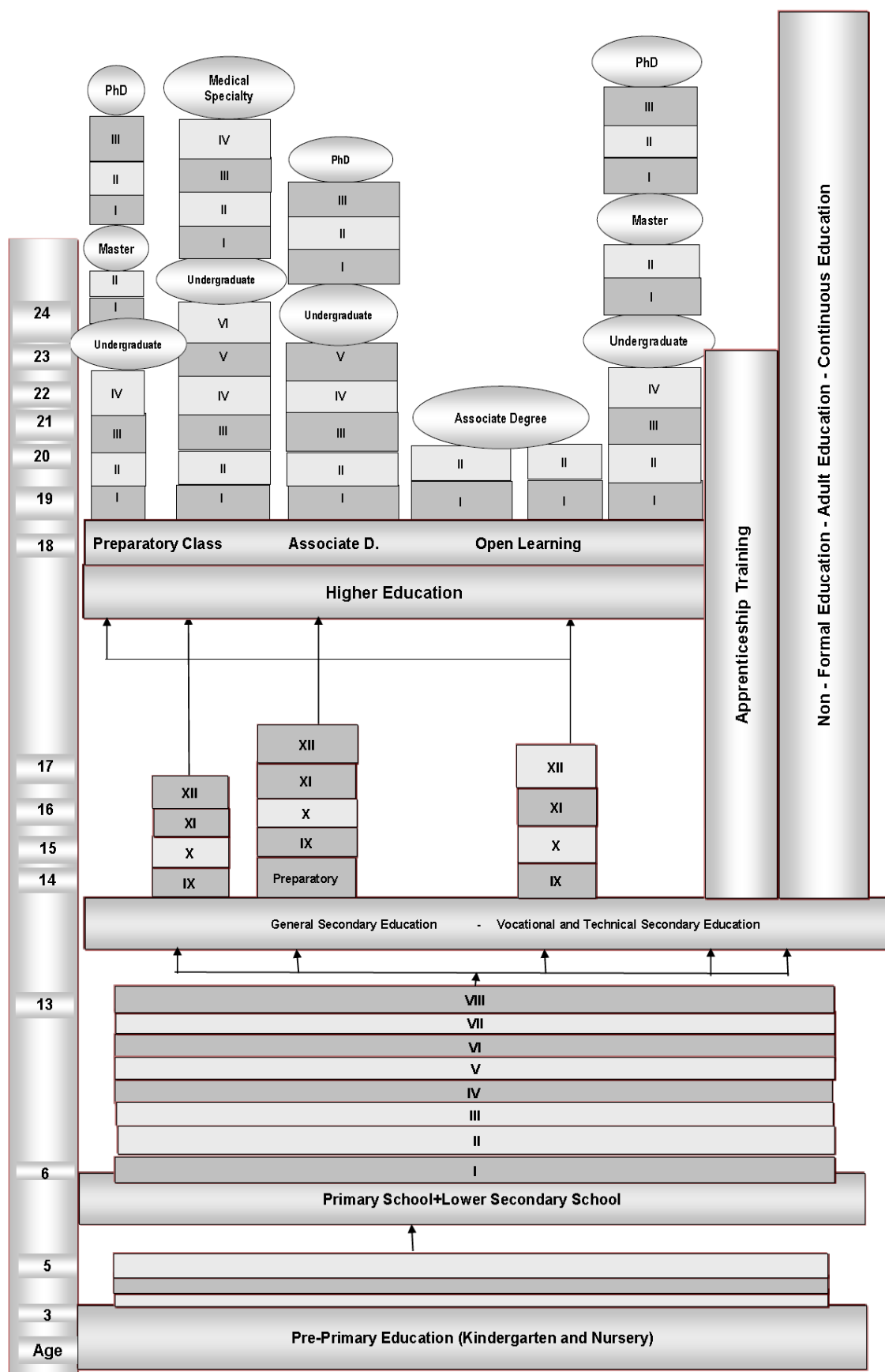


Abbildung 88 Bildungssystem der Türkei [62]

Das Bachelor-Studium schließt mit dem „Lisans Diploması“ ab, das international als Bachelor anerkannt wird [63]. Weiter sind längere Studiendauern von fünf Jahren für Veterinär- und Zahnmedizin und von sechs Jahren für Humanmedizin vorgesehen [63]. In der Türkei gibt es auch ein zweijähriges technik- und berufsorientiertes Pre-Bachelor-Studium („Önlisans“) bzw. eine Berufsfachschule nach erfolgreicher Teilnahme an der ersten Prüfung, die jedoch international nicht anerkannt wird [63]. Das Master-Studium dauert zwei Jahre und beginnt nach erfolgreicher Teilnahme an einer erneuten Hochschuleaufnahmeprüfung (ALES: Akademik Lisansüstü Eğitimi Sınavı) [63]. Der international anerkannte Abschluss heißt „Yüksek Lisans Diploması“ [63].

Die Leitung der Hochschulen erfolgt durch den jeweiligen Hochschulrat [64]. Der übergreifende türkische Hochschulrat (YÖK: Yüksek Öğretim Kurulu) koordiniert Finanzen, Inhalte und Personalplanungen der Hochschulen [64]. Er setzt sich aus 21 Mitgliedern zusammen, 7 entsenden die Räte der Universitäten, 7 stellt die Regierung und 7 werden vom Staatspräsidenten ausgewählt. Die Amtszeit beträgt 4 Jahre [62]. Die Ernennung des Vorsitzenden des Hochschulrates und eines der Assistenten des Vorsitzenden erfolgt durch den Staatspräsidenten aus dem Kreis des Hochschulrates. Der Hochschulrat selbst ist eine von der Politik nicht beeinflusste, verfassungsmäßig autonome Einheit [62]. Der Minister für Nationale Erziehung vertritt das Hochschulwesen bei der großen Nationalversammlung der Türkei (TBMM). Es ist möglich, dass die Leitung der Versammlungen des türkischen Hochschulrates vom Minister für Nationale Erziehung übernommen wird. In diesem Fall hat der Minister jedoch kein Stimmrecht. Die Beschlüsse des türkischen Hochschulrates und die der Universitäten bedürfen keiner Bestätigung durch das Ministerium für Nationale Erziehung [62]. Die Hauptaufgabe des Ministeriums für Erziehung besteht darin, eine einheitliche, nationale Bildungspolitik zu gewährleisten.

Für ausländische Studierende ist an jeder Hochschule ein Kontingent vorgesehen [64], das vom Hochschulrat mit zugehörigen Kriterien jedes Jahr neu bestimmt wird. Jede Hochschule führt eine eigene Aufnahmeprüfung durch. Die Anerkennung eines ausländischen Studienabschlusses erfolgt durch den Hochschulrat.

Der türkische Hochschulrat und einige Hochschulen bemühen sich, die Internationalisierung der Hochschullandschaft zu intensivieren. So investiert die Türkei

verstärkt in den Ausbau ihrer internationalen Bildungsangebote an den Hochschulen sowie in Austausch- und Stipendienprogramme[64]. Diese Programme verfolgen das Ziel, mehr internationale Studierende und Wissenschaftler anzuwerben. Die türkische Regierung hat sich zum Ziel gesetzt, im Jahr 2023 eine Gesamtzahl von 200.000 ausländischen Studierenden angeworben zu haben [63]. Die Mobilität türkischer Studierender und Wissenschaftler soll ebenfalls erhöht werden.

In der Türkei waren im Studienjahr 2016/2017 insgesamt rund 7,2 Mio. Studierende an 185 Universitäten eingeschrieben (114 staatliche Universitäten und 71 staatlich anerkannte private Stiftungsuniversitäten) [64]. Es gibt rund 155.000 Hochschulbeschäftigte [64]. Ca. 40 % der türkischen Schulabgängerinnen und Schulabgänger haben die Möglichkeit, ein Hochschulstudium aufzunehmen [63].

Im Vergleich zur gesamten EU ist die türkische Hochschullandschaft weniger mit Forschung und Praxis verbunden. Einige Stiftungsuniversitäten (Özyegin Universität, Bilkent Universität, Sabancı Universität, Koc Universität) pflegen einen sehr engen Kontakt zur Industrie, der sich auch auf Studierende auswirkt. Absolventen der Stiftungsuniversitäten verfügen meistens über Arbeitsplatzgarantien. Einige türkische Universitäten (Hacettepe Universität, METU, Yildiz Teknik Universität und Istanbul Teknik Universität) haben Forschungs- und Wirtschaftszentren gegründet, die in einem Technopolekonzept als „Teknokents“ oder „Bilimkents“ gestaltet sind[64]. Hier arbeiten Hochschulen und Industrie eng im Rahmen innovativer Konzepte zusammen. Die Internationalisierung in diesen Zentren ist als gering zu bezeichnen.

Aufgrund der Unterentwicklung und der schlechten schulischen Versorgung gehen in ländlichen Gebieten trotz Schulpflicht viele Jugendlichen, darunter überdurchschnittlich viele Mädchen nicht zur Schule [63]. Dies trifft insbesondere für Ost- und Südostanatolien zu [63]. Um ihre Erwerbschancen zu fördern, werden Volksbildungsschulen, Fernschulen und Fernuniversitäten offeriert. Diese Schulen unterhalten ein weit gefächertes Angebot an praktischen und theoretischen Kursen. Weiter gibt es Projekte in Ostanatolien wie „Mädchen zur Schule“ von der UNICEF, die Mädchen eine gute Schulbildung ermöglichen sollen [63]. Die fehlenden Schulen bzw. weite Schulwege und fehlende Lehrkräfte stellen jedoch immer noch ein Problem dar[63].

Insgesamt kann man vielfältige Verbesserungsmöglichkeiten im türkischen Bildungssystem erkennen. Einerseits müssen junge Menschen für die Hochtechnologien sensibilisiert werden, um auch den Ansprüchen einer Informationsgesellschaft zu genügen. Andererseits braucht man aufgrund der hohen Arbeitslosigkeit weitreichende Bildungsreformen. Es muss das Ziel sein, Fremdsprachenkompetenzen und innovative Denkweisen zu steigern, Stadt-Land-Disparitäten abzuschaffen und geschlechtsspezifische Nachteile abzubauen. In den Pisa-Studien schneidet die Türkei unterdurchschnittlich ab [63]. Obwohl das Bildungsniveau und die Bildungsqualität durch viele Reformen in den letzten Jahren angestiegen ist, liegen die Bildungsausgaben immer noch im Vergleich zu anderen OECD- Mitgliedstaaten niedriger [75].

5.1.4. Sprache und Religion

Sprache ist ein wichtiges Instrument innerhalb der zwischenmenschlichen Kommunikation, sie weist identitätsstiftende Merkmale auf. Die gleiche Sprache erleichtert die Interaktion und den Austausch kultureller Werte zwischen Ländern.

Die Amtssprache der Türkei ist türkisch [61]. Sie gehört zu den Turksprachen und wird als Muttersprache oder Zweitsprache von etwa 90 Prozent der Bevölkerung gesprochen [61]. Die türkische Sprache hat sich seit Jahrhunderten in der Entwicklung befunden. Die bekanntesten Formen des Türkischen sind Anatolisches Türkisch, Osmanisches Türkisch und Modernes Türkisch [65]. Der Anatolische Dialekt war zwischen dem 13. Jahrhundert und 15. Jahrhundert als Arabisch im Einsatz [65]. Vom 15. Jahrhundert bis 20. Jahrhundert dominierten im anatolischen Türkisch Wörter persischen und arabischen Ursprungs [65]. Im Jahr 1928 fand dann eine markante Veränderung statt [65]. Türkisch wird seit 1928 in lateinischer Schrift geschrieben (vorher in arabischer Schrift) [65]. Die Kurden sprechen Kurdisch, eine der iranischen Sprachen, die etwa 20 % der Gesamtbevölkerung ausmachen [23]. Weitere Minderheitensprachen sind Arabisch, Tscherkessisch, Armenisch, Georgisch. Im Türkischen gibt es verschiedene Dialekte [61]. Das in Istanbul gesprochene Türkisch wird als Standardform definiert [61]. Weitere Dialekte sind Danubisch, Eskisehir, Edirne, Dinler, Gaziantep, Karamanli, Razard, Rumelisch, und Urfa [61]. Auch in den Nachbarregionen gibt es Länder, in denen Türkisch gesprochen wird, beispielsweise im Griechenland, Bulgarien, im Irak, im Iran und auf Zypern.

Sprache kann als große Barriere auftreten. Englisch und eine zweite Fremdsprache wie Deutsch, Französisch, Arabisch oder Kurdisch werden in der Türkei unterrichtet [65]. Insbesondere Kurdisch wird in den Schulen angeboten [65]. Im Geschäftsleben ist es jedoch empfehlenswert, sich von einem lokal sprachkundigen Partner unterstützen zu lassen, so dass Missverständnissen verhindert werden können.

Religiöse Überzeugungen und Gebräuche haben einen direkten Einfluss auf die Normen und Werte der Gesellschaft [66]. Die Religion gestaltet die Gesellschaft als wichtiger Bestandteil der sozialen und kulturellen Lebensart [66].

Etwa 99 Prozent der türkischen Gesamtbevölkerung sind muslimischen Glaubens [65]. Die Mehrheit der Muslimen stellen Hanefiten dar und gehören der Glaubensrichtung des sunnitischen Islams an [65]. Die Grundlage des sunnitischen Glaubens bilden der Koran, das heilige Wort, das durch den Erzengel Gabriel an den Propheten übertragen wurde und Hadis, die Aussprüche des Propheten [66]. Außerdem sind ca. 20 % der Muslime Aleviten [65]. **Abbildung 89** zeigt die Religionszugehörigkeit der türkischen Bevölkerung [65].

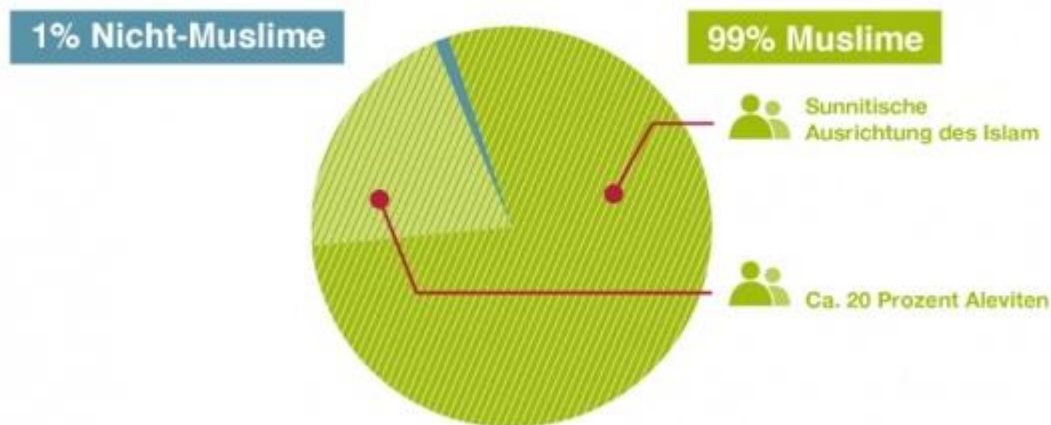


Abbildung 89 Religionszugehörigkeit der türkischen Bevölkerung [65]

Aleviten sind die Erben von Ali, dem Schwiegersohn des Propheten Mohammed [66]. Sie glauben an den einen und einzigen Gott, an den Propheten Mohammed als den Gesandten Gottes sowie an Ali den Auserwählten Gottes. Viele Aleviten versammeln sich in spirituellen Gemeinden (Cem Evi) [66].

Nach ebenfalls inoffiziellen Schätzungen setzen sich die Nicht-Muslime in der Türkei, die lediglich 1 % der Bevölkerung ausmachen, aus ca. 60.000 armenischen Christen, 23.000 Juden, 15.000 syrisch-orthodoxen Christen, 3.500-4.000 griechisch-orthodoxen Christen, 2.500 römisch-katholischen Christen, 2.500 Protestanten sowie 1.000 Bahais zusammen [66]. Es besteht Religionsfreiheit für die Gemeinden der Orthodoxen, Armenier, Katholiken, Protestanten und Juden[66]. Dies ist Bestandteil des Vertrages von Lausanne, der am 24. Juli 1923 geschlossen wurde.

In der Türkei werden alle religiösen Belange durch eine zentrale Regierungsorganisation das Präsidium für Religiöse Angelegenheiten (Diyanet İşleri Başkanlığı, Kurzform Diyanet) geregelt, die dem Staatspräsidenten unterstellt ist[66]. Diyanet hat die Aufgabe, über Glaubensfragen zu entscheiden und religiöses Leben als staatliches Instrument zu organisieren [66]. Die Behörde ist seit 1961 in der türkischen Verfassung verankert [66], ihre Mitarbeiter sind seit 1971 Staatsbeamte [66]. Dieser Behörde unterstanden 2016 ca. 113.000 Mitarbeitende [66].

Der Laizismus ist seit 1937 in der türkischen Verfassung verankert[65]. Er sieht -wie bereits vermerkt- die institutionelle Trennung von Staat und Religion vor [65].

Die Religionsfreiheit ist in der Türkei verfassungsrechtlich garantiert [83]. Die Türkei hat mehrere Schritte unternommen, um die Rechte der nichtmuslimischen Minderheiten des Landes sicherzustellen und damit die gleichberechtigte rechtsstaatliche Behandlung aller türkischen Bürger, ungeachtet ihrer Religion, ethnischen Zugehörigkeit oder Sprache zu gewährleisten [83]. Die religiösen Minderheiten (armenische, syrisch-orthodoxe, Griechisch-orthodoxe, Protestanten sowie Juden) bilden alle einen integralen Bestandteil der türkischen Gesellschaft [83]. Die türkische Regierung hat sich zum Ziel, jede Art der Diskriminierung von nichtmuslimischen Gemeinschaften zu beenden [83]. 2009 gab es ein Treffen in Büyükdada mit Oberhäuptern religiöser Minderheiten, um Ihre Probleme und Sorgen zu kommunizieren und das gesellschaftliche Zugehörigkeitsgefühl dieser Gemeinschaften zu stärken [92]. Mit der Änderung des Vereinsgesetzes wurden die Grundstücke und Gebäude im Besitz der religiösen Minderheiten unter deren Namen gesetzlich registriert [92]. Für die religiösen Minderheiten besteht nun auch die Möglichkeit, Immobilien zu erwerben und Zuwendungen aus dem Ausland zu erhalten. 2011 wurden über 350 Grundstücke und Immobilien an religiöse Minderheiten

rückübetragen [92]. Damit ist auch der Rechtsstatus der griechisch-orthodoxen Mädchenschule im Istanbuler Stadtteil Beyoglu sowie dem jüdischen Gemeindezentrum in Izmir zuerkannt und ein jahrzehntelanger Streit beendet worden [92]. Kirchen und Synagogen werden von der Behörde “Generaldirektion für Stiftungen“ renoviert [92]. Die Behörde untersteht dem Ministerium für Kultur und Tourismus. Dazu zählen die historische Nikolaus-Kirche in Gökceada auf der Insel Canakkale sowie die assyrisch-katholische und die griechisch-katholische Kirche in Iskenderun. Das Ministerium für Kultur und Tourismus hat das Kloster Panagia Sümela, ein 1.600 Jahre altes Gebäude in Trabzon an der Schwarzmeerküste, restaurieren lassen [92]. Eine weitere Maßnahme war die Restauration und Einweihung der 1.100 Jahre alten armenischen Kirche auf Achtamar [92]. Dort hielt die armenische Kirche ihre erste Messe nach 95 Jahren ab. Alle diese Maßnahmen dienen der religiösen Gleichbehandlung und dem Respekt, den die verschiedenen Gruppen einander zollen sollen.

5.2. Fallstudie II: Technologische Analyse

Diese Teil der Arbeit berücksichtigt die Faktoren wie Forschung und Entwicklung, Informations- und Kommunikationstechnologie sowie Logistik in der Türkei. Diese Faktoren sind entscheidend, eine leistungsfähige öffentliche Infrastruktur bereitzustellen und dadurch die Bedingungen für Investitionen zu verbessern.

5.2.1. Forschung und Entwicklung

Das Ministerium für Wissenschaft, Industrie und Technologie (MWIT) steuert und fördert die Forschung und Entwicklung (F&E) in Wissenschaft und Technik [67]. Der hohe Rat für Wissenschaft und Technologie (BTYK) ist regulatorisches Rückgrat des nationalen F&E-Systems [67]. Er definiert die Leitlinie von Entwicklungsplänen, Strategien, F&E-Zielen sowie für zentrale Innovationsvorhaben und verabschiedet neue Gremien/Förderprogramme [67]. Der BTYK tagt unter Vorsitz des Staatspräsidenten [67]. Ein Wissenschaftlich-Technologischer Forschungsrat Türkei (TÜBITAK) stellt die ausführende Stelle dar. Er fördert die Wissenschaft und die Technologieentwicklung, legt also die Nationale Wissenschafts-, Technologie- und Innovationsstrategie mit Hilfe von

Aktionsplänen fest [93]. Letztendlich setzt er die Entscheidungen des Hohen Rates für Wissenschaft und Technologie (BTYK) um [93].

Die türkische Regierung strebt an, auch im Bereich Forschung und Entwicklung (F&E) die Investitionen zu erhöhen. Bis 2023 soll der Anteil auf 3 % des Bruttoinlandsproduktes (BIP) erhöht werden [67]. Im Vergleich hierzu betrug der Anteil 2015 gerade 1,06 % [3]. **Abbildung 90** zeigt die Entwicklung des Anteils der Forschung und Entwicklung (F&E) am Bruttoinlandsprodukt in den Jahren 2003-2015 [3].

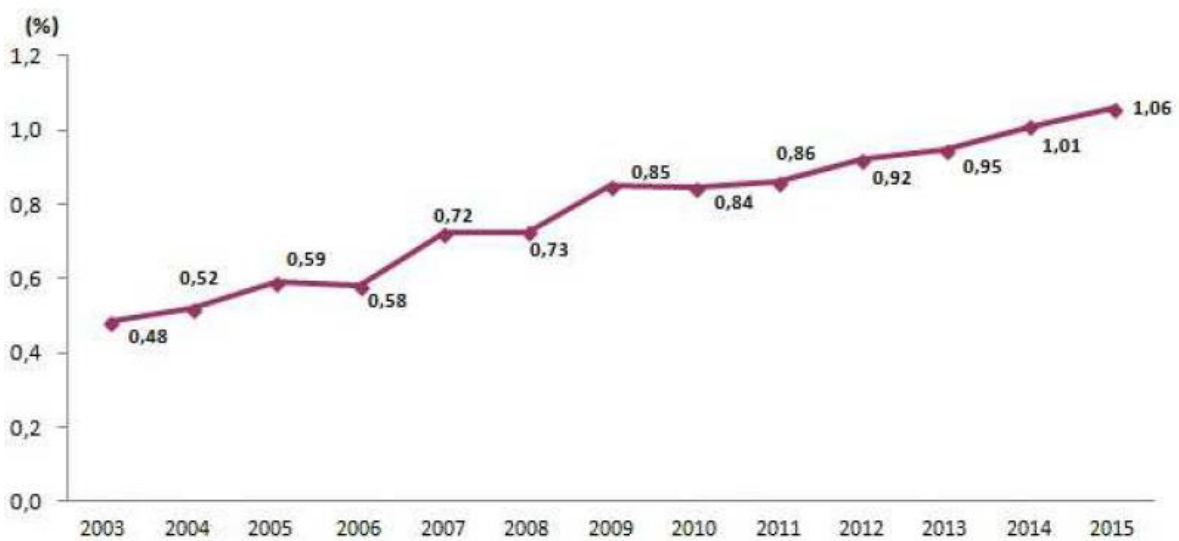


Abbildung 90 Entwicklung des Anteils der Forschung und Entwicklung am Bruttoinlandsprodukt 2003-2015 [3]

Wie aus **Abbildung 90** hervorgeht, wurden die Ausgaben für Forschung und Entwicklung in den letzten zehn Jahren verdoppelt. Der Erfolg der türkischen Forschungspolitik spiegelt sich bereits jetzt in der Anzahl internationaler Patente und Publikationen wieder. Die Türkei nimmt hier weltweit Rang 18 ein [67].

Nach absoluten Zahlen beliefen sich 2015 die Ausgaben in Forschung und Entwicklung auf mehr als 8 Mrd. USD, womit sie im Verhältnis zum BIP in den letzten Jahren stark angestiegen sind [3]. Dies ist ein wichtiges Signal für türkische und internationale Investoren. In **Abbildung 91** werden die Ausgaben in Forschung und Entwicklung in den Jahren 2001-2015 quantitativ dargestellt [3].

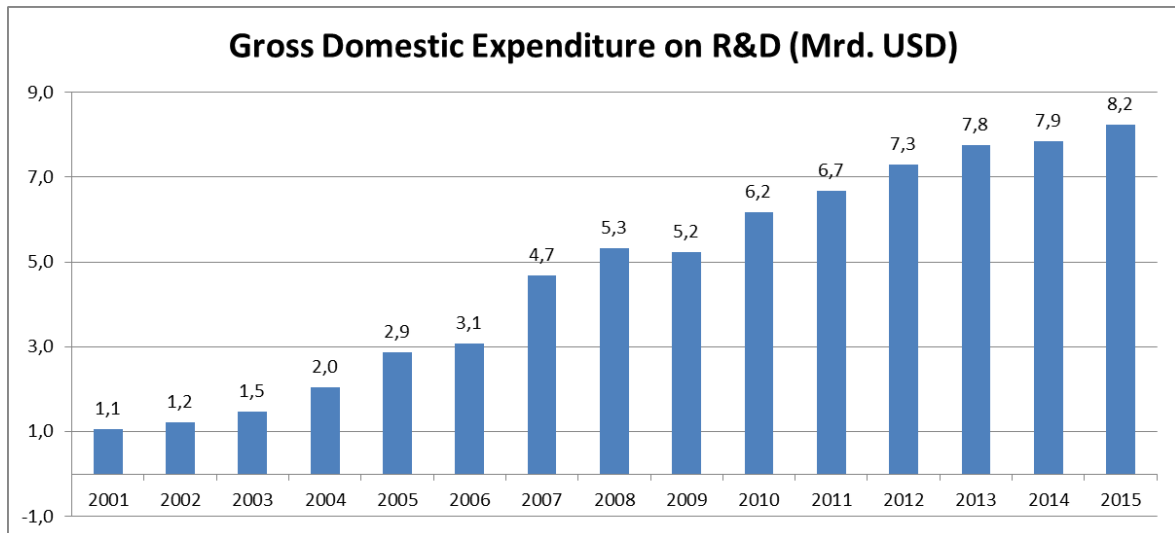


Abbildung 91 Verlauf der Ausgaben für Forschung und Entwicklung in der Türkei [3] (eigene Darstellung)

Die Finanzierung der Forschung und Entwicklung Ausgaben ist hauptsächlich von der Wirtschaft getrieben. **Abbildung 92** zeigt die Forschungs- und Entwicklungsausgaben nach Finanzierungsquellen im Jahr 2015 [3].

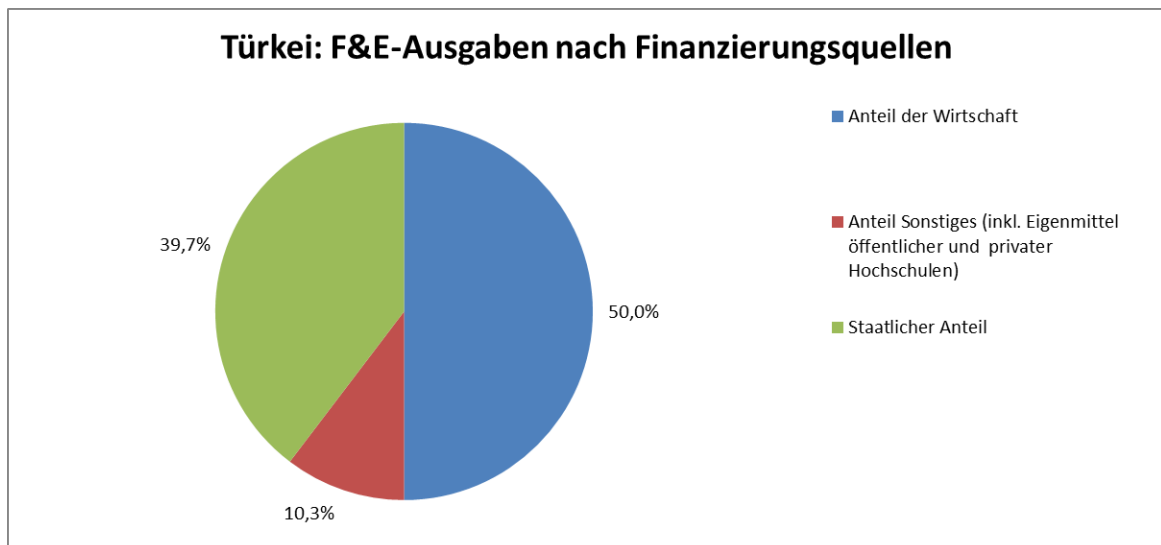


Abbildung 92 Forschung und Entwicklung Ausgaben nach Finanzierungsquellen in 2015 [3] (eigene Darstellung)

Laut TÜİK (Statistikamt der Türkei) finanzierten im Jahr 2015 die Wirtschaftsunternehmen etwa 50 % aller Forschungs- und Entwicklungsausgaben; sie nehmen demnach den ersten Rang und damit eine zentrale Rolle in der Forschungsförderung ein, gefolgt vom Staat mit ca. 40 % und Hochschulen mit etwa 10 % [3]. In der Türkei befinden sich 64 Forschungs- und Entwicklungseinrichtungen, die

„Technoparks“ genannt werden [67]. Sie wurden eingerichtet, um universitäre Erkenntnisse leichter in Aktivitäten der gewerblichen Wirtschaft zu überführen und damit auch die privatwirtschaftliche Nachfrage an universitärer Forschung und Entwicklung zu vergrößern. In Technoparks haben sich 4.176 Firmen mit 41.089 Mitarbeitern etabliert [67]. Außerdem gibt es 334 Firmen in der Türkei, die eigene Forschungs- und Entwicklungszentren treiben [67]. Dort sind 30.534 Mitarbeitern beschäftigt [67].

Die Befreiung von Lohn- und Ertragssteuern für Firmen in Technoparks und Einstellungserleichterungen für Wissenschaftler aus Universitäten sollen belastbare Innovationsstrukturen schaffen und marktwirtschaftliche Risiken minimieren [67]. Die Türkei bietet spezielle Investitionsanreize in Form von Steuerbegünstigungen und Steuerfreistellungen sowie finanzielle Unterstützung an, um die technologische Wettbewerbsfähigkeit und Innovationskapazität wichtiger Branchen zu unterstützen. Hierzu hat die türkische Regierung im März 2016 ein neues Reformpaket verabschiedet. Mit vielfachen Steuervergünstigungen, deren Gültigkeit bis in das Jahr 2024 bestehen wird, will die Türkei die Innovationskraft und die Nutzung von Hochtechnologie in der Wirtschaft fördern [67]. Damit sollen die internationale Wettbewerbsfähigkeit einerseits und die Produktivität der türkischen Wirtschaft andererseits deutlich gesteigert sowie die Zusammenarbeit von Industrie und Universitäten gestärkt werden.

Folgende Kernpunkte sind in dem beschriebenen Reformpaket enthalten [67]:

- Steuervergünstigungen für Unternehmen, die in den Bereichen Forschung und Entwicklung (F&E) sowie Design aktiv sind. Dies gilt ebenso für KMUs, die solche Leistungen an Dritte vergeben.
- Reduzierung der erforderlichen Mitarbeiterzahlen zur Einrichtung eines Forschungs- und Entwicklungszentrums von 30 auf 15. Damit wird erforderliche Mitarbeiterzahl für kleine und mittelständische Unternehmen halbiert.
- Einrichtung von Design Centern und Unterstützung von zugehörigen Aktivitäten in Technologieentwicklungszonen.
- Übernahme eines Teils des Forschergehalts in Höhe des Bruttomindestlohns in der Türkei durch den Staat, sofern die Wissenschaftler in einem Forschungs- und

Entwicklungszentrum beschäftigt werden und einen wissenschaftlichen Hochschulabschluss besitzen.

- Steuervergünstigungen und Zuschüsse für Kooperationsprojekte im Rahmen von Joint Ventures.
- Zollfreiheit für aus dem Ausland importierte Materialien im Rahmen von Innovations- und Designprojekten.
- Steuerfreiheiten für Forscher in den Technoparks und Forschungs- und Entwicklungszentren während Standortstudien und Doktorandenausbildungen im Ausland.
- Steuervergünstigungen für Unternehmen, die selbst Risikokapital für Start-Ups in Technoparks bereitstellen (Kapitalunterstützungsprogramme).
- Erhöhung der Unterstützung für die Techno-Initiative von 100.000 TL auf 500.000 TL (umgerechnet ca. 125.000 €) für die Schaffung eines Systems zur Standardisierung und Autorisierung von Softwareprojekten.
- Einkommenssteuervergünstigungen für Fakultätsmitglieder, die sich an Kooperationen zwischen Universitäten und Industrie beteiligen. Die abziehbare Einkommenssteuer aus dem Betriebskapital der Universität ist auf 15 % beschränkt. Die verbleibenden 85 % werden dem Fakultätsmitglied ausgezahlt.
- Einkommenssteuervergünstigungen für Mitarbeiter in den Technoparks und Forschungs- und Entwicklungszentren.
- Vergünstigung der Sozialversicherungsbeiträge für den Arbeitgeberanteil.

Wesentliche Ziele des Reformpakets sind die Ausbildung von Personal im Bereich Technologie und Innovation sowie eine verbesserte Umwandlung von Forschungsergebnissen für kommerzielle Anwendungen. Kleine und mittelständische Unternehmen sollen innerhalb des nationalen Innovationssystems gestärkt werden. Des Weiteren werden internationale Kooperationen in den Bereichen Wissenschaft, Technologie und Innovation unterstützt.

Die türkische Regierung beabsichtigt bis zum Jahr 2023 insgesamt gut 60 Milliarden Dollar für die Forschung und Entwicklung bereitzustellen [67]. Bis 2023 sollen -wie bereits vermerkt- 3 % des BIP in Forschung und Entwicklung fließen, die Anzahl der Forscherinnen und Forscher soll auf 300.000 verdoppelt werden [67]. Das Potenzial der

Türkei im Bereich der Forschung und Entwicklung wurde bereits von einigen Ländern entdeckt, die sich umgehend um Kooperationen bemüht haben. Besonders hervorzuheben sind hierbei Deutschland und Großbritannien. Deutschland startete 2014 das Deutsch-Türkische Wissenschaftsjahr [67]. Großbritannien startete im März 2015 ein eigenes Jahr der Wissenschaft und Innovation mit der Türkei, um bilaterale Kooperationen zu fördern und neue Möglichkeiten für zukünftige Gemeinschaftsprojekte zu eröffnen [67].

5.2.2. Informations- und Kommunikationstechnologie

Der türkische Markt für Informations- und Kommunikationstechnologien ist eine der wachstumsträchtigsten Branchen des Landes und verspricht hohes Wachstum. Das Umsatzvolumen (94,3 Mrd. TL) hat 2016 gegenüber 2015 in lokaler Währung TL um mindestens 14 % zugenommen [69]. Für 2017 lag das Wachstum bei 18 % [69]. Die Marktgröße liegt im Bereich von 31,2 Mrd. USD, davon 21,4 Mrd. USD in der Informationstechnologie- und 9,8 Mrd. USD in der Kommunikationstechnologiesparte [69]. In der zugehörigen Industrie waren 2016 insgesamt 3.421 Firmen aktiv (2015:2.979 Firmen) [69]. Der Export von Software ist auf 1 Mrd. USD gestiegen [69]. Im Sektor der Informations- und Kommunikationstechnologien sind insgesamt ca. 120.000 Arbeitskräfte beschäftigt, davon 80.400 in der Informations- und 39.600 in der Kommunikationstechnologiesparte [69]. Das Umsatzwachstum in der Branche ist hauptsächlich von den Mobiltelefongeräten getrieben. Hier wurden 4.5 G/LTE-Netze in 2016 umgesetzt.

Die Zahl der Breitbandinternet-Abonnenten erreichte zum Ende 2016 insgesamt 62 Mio. Kunden [68]. Die Zahl derer, die über mobile PC und Smartphones 4.5G-Dienste in Anspruch nahmen, wird mit 51,7 Mio. angegeben [68]. Somit beläuft sich die Penetrationsrate der Breitbandabonnenten über mobile PC und Smartphones der 4.5G-Dienste auf 64,8 % und liegt unter dem OECD-Durchschnitt von 95,1 % [68]. Weiter waren 2016 75 Mio. Mobilfunknutzer zu verzeichnen [68]. Dieser Zahl entspricht eine Penetrationsrate von 94 % [68]. Der EU-Durchschnitt liegt hier bei 134 % [68]. Beim Festnetz-Breitbandinternet liegt die Türkei mit 13,2 % unter dem OECD-Durchschnitt (29,8 %) [68]. In **Abbildung 93** werden die Festnetz- und Mobil-Breitband-Penetrationsraten für 2016 aller OECD-Länder dargestellt [68]. **Abbildung 94** zeigt die

Mobilfunk-Penetrationsrate für EU-Länder im gleichen Jahr [68]. Diese Bilder machen deutlich, dass der Markt zukunftsfähig ist und noch hohe Wachstumspotenziale aufweist. Nachholbedarf besteht im Bereich Internetnutzung (Informations- und Kommunikationstechnologie).

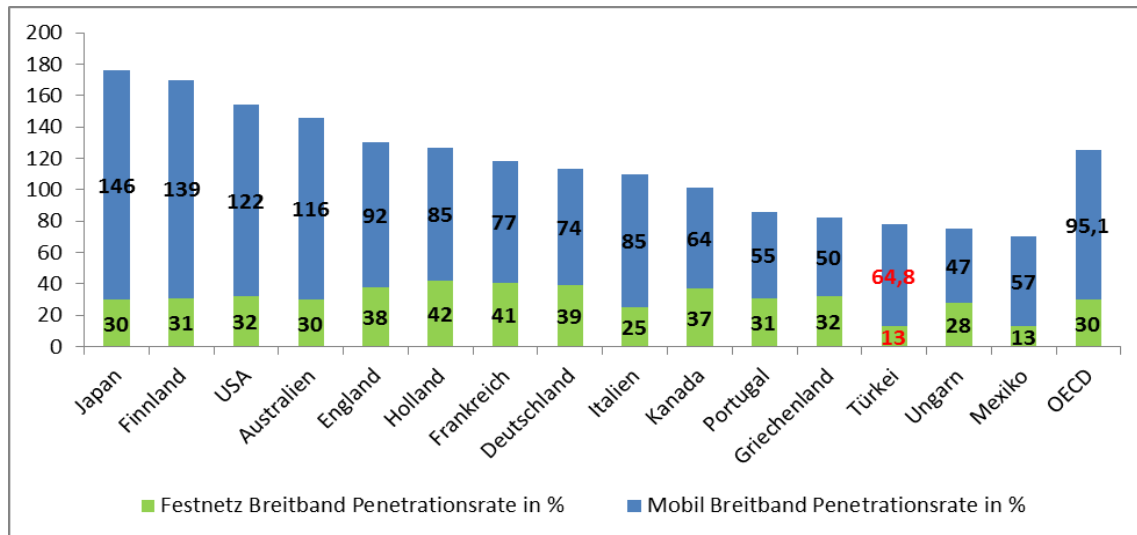


Abbildung 93 Festnetz- und Mobil-Breitband Penetrationsrate der OECD-Länder in 2016 [68] (eigene Darstellung)

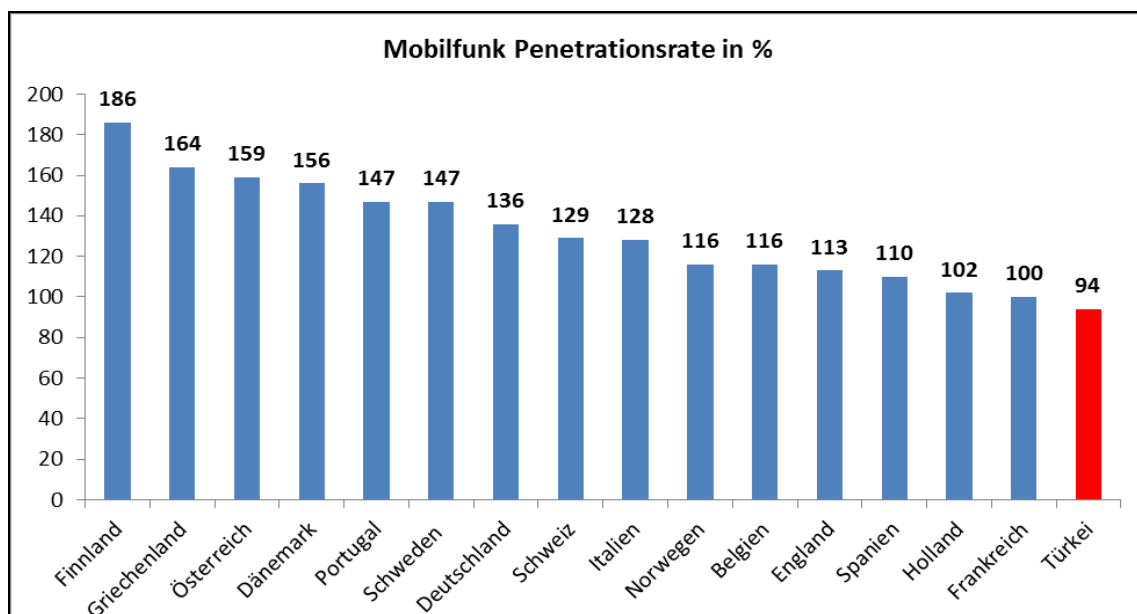


Abbildung 94 Mobilfunk Penetrationsrate für EU-Länder in 2016 [68] (eigene Darstellung)

In der **Tabelle 15** wird der Internetmarkt in den Jahren 2010-2016 dargestellt [68]. Der Markt zeichnet sich jedes Jahr durch ein Wachstum zwischen 17 %-28 % aus.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
DSL	6.640.911	6.776.036	6.643.299	6.644.543	6.799.100	7.157.200	7.764.204
Kabel	273.908	460.451	500.658	486.497	558.456	629.064	736.916
Mobil	7.219.288	14.708.427	19.720.341	24.173.143	32.360.661	39.067.554	51.736.914
Highspeed	154.059	267.144	645.092	1.193.704	1.457.397	1.672.628	1.926.080
Andere	44.734	87.736	79.919	68.647	51.408	45.702	72.492
Gesamt	14.332.900	22.299.794	27.589.309	32.566.534	41.227.022	48.572.148	62.236.606
Steigerung (%)	%70,9	%54,9	%23,6	%18,0	%26,6	%17,8	%28,1

Tabelle 15 Entwicklung des Internetmarktes 2010-2016 [68] (eigene Darstellung)

2016 nutzten nur 54,9 % aller privaten Haushalte einen Computer [3]. 61,2 % aller privaten Haushalte hatten 2016 einen Zugang zum Internet [3]. Hier existiert ein Nachholbedarf im Vergleich zu EU-Ländern. Dort liegt die Internetnutzung bei 76,3 % und die Computernutzung bei 79,8 % [68]. In den letzten zehn Jahren sind die Nutzungsraten in der Türkei um das Zweifache gestiegen. Mit dieser dynamischen Entwicklung ist abzusehen, dass die Türkei die EU-Quoten erreichen wird.

In der Informations- und Kommunikationstechnologien nutzen internationale Konzerne die Türkei vermehrt als regionales Zentrum, von dem aus nicht nur der einheimische Markt bedient wird, sondern auch die umliegenden Länder des Nahen Ostens, Zentralasiens und Osteuropas [69]. Dazu gehört neben der Logistik zum Teil die Fertigung oder Montage von elektronischen Geräten. Allein in den letzten Jahren haben Unternehmen wie HP, Foxconn, Huawei, Microsoft, Toshiba, Siemens die Türkei als Drehscheibe für die Betreuung der Märkte ausgebaut [69].

Die türkische Vision für 2023 umfasst auch Ziele für Informations- und Kommunikationstechnologien der Türkei. Hierzu zählen die Steigerung des BIP-Anteils auf 8 %, um eines der 10 führenden Länder in der E-Transformation zu werden [68]. 80 % der Bevölkerung sollte mit Computern vertraut sein [68]. Die Zahl der Unternehmen in diesem Bereich soll auf 5.500 ansteigen [68]. Exporte von 10 Mrd. USD und eine Marktgröße mit 160 Mrd. USD sind weitere ehrgeizige Entwicklungsziele für die Branche [68].

5.2.3. Logistik

Die Türkei hat ein erhebliches Potenzial, sich auch als Logistikstandort zu etablieren. Faktoren wie wachsende dynamische Wirtschaft, das Vorhandensein von gut ausgebildeten, jungen Arbeitskräften, steigender inländischer Konsum und Direktinvestitionen aus dem Ausland sind Voraussetzungen für einen guten Logistikstandort. Wie bereits vermerkt ist die Türkei aufgrund ihrer geographischen Lage und Erreichbarkeit in vier Flugstunden zu Märkten mit einer Gesamtbevölkerung von 1,6 Milliarden Menschen für viele ein Drehkreuz [71]. Diese Zahl entspricht einem Bruttoinlandsprodukt (BIP) von 27 Billionen USD und einem Gesamtvolumen von über 8 Billionen USD im Außenhandel, was die Hälfte des globalen Handels ausmacht [71]. Daher liegt die Türkei direkt an einer der wichtigsten Knotenpunkte des globalen Handels und kann eine logistische Brückenfunktion zwischen Osten und Westen sowie zwischen Europa und Asien übernehmen [71]. Auch spielt die Türkei als Bindeglied im Kontext mit den paneuropäischen Transportkorridoren nach Zentralasien eine entscheidende Rolle. Zudem hat das Mittelmeerbecken, an das die Türkei grenzt, bei den Ost-West- und Nord-Süd-Verbindungen an Bedeutung gewonnen.

Um dieser Schlüsselrolle als logistische Brückenfunktion gerecht zu werden, hat die Türkei in letzten zehn Jahren viele Großprojekte erfolgreich realisiert. Die Logistikdienstleistungen durch öffentliche und private Investitionen in die Infrastruktur haben sich wesentlich verbessert, dabei sind die Großprojekte zumeist seitens privater Investoren finanziert worden [71]. Weiter werden gleichzeitig mit der türkischen Regierung BOT-Vereinbarungen (Build, Operate, Transfer) abgeschlossen [71]. Die realisierten Infrastrukturprojekte und deren Bedeutung sind im Folgenden kurz skizziert [72]:

- **Marmaray:** Der Marmaray ist ein Eisenbahntunnel unter dem Bosphorus, der die asiatische und europäische Seite Istanbuls verbindet. 1,4 Kilometer davon verlaufen unter dem Bosphorus. Seine erste Phase ist seit Oktober 2013, dem 90. Jubiläum der Republik Türkei, in Betrieb. Marmaray ist ein wichtiger Bestandteil des Istanbuler Schienennetzes mit Verbindungen zur Istanbuler Metro und zur Hochgeschwindigkeits-Bahnverbindung zwischen Istanbul und Ankara. Bis zu

75.000 Fahrgäste in der Stunde soll die S-Bahn transportieren. Die Bedeutung des Tunnels für die internationalen Warenströme ist noch größer: Mit dem Tunnel besteht entlang des Marmara-Meeres eine durchgängige normalspurige Zugverbindung zwischen den Kontinenten. Man spricht von der eisernen Seidenstraße. Zum ersten Mal existiert eine direkte Bahnverbindung zwischen den zwei Kontinenten, sodass Güterzüge ohne Umwege über Osteuropa nach Asien rollen können. Seit seiner Eröffnung wurde der Marmaray von über 120 Mio. Passagieren genutzt. Die Investition lag für das Projekt ca. 4 Mrd. USD. Das Projekt ordnet sich die von China vorangetriebene Seidenstraße mit der südlichsten Schienenstrecke ein. Die südlichste Route ist vorgesehen von Guangzhou nach Istanbul über Van, Teheran, Kabul, Islamabad, Delhi, Dhaka und Kunming [104].

- Dritte Bosphorusbrücke und Nordmarmara-Autobahn: Die dritte Bosphorusbrücke (Yavuz-Sultan-Selim-Brücke) verbindet die europäische Seite mit dem asiatischen Teil Istanbuls. Sie wurde als Hybridbrücke gebaut und ist damit die breiteste und längste Straßen- und Eisenbahnbrücke der Welt. Die Brücke ist Teil des Autobahnprojekts Nordmarmara, das sich von Adapazari über Sakarya bis Tekirdag erstreckt. Nach ihrer vollständigen Inbetriebnahme wird die Brücke die Belastung der vorhandenen beiden Brücken über den Bosphorus senken und einen Transitkorridor für Frachttransporte vorbei am Stadtzentrum bilden. Das Projekt hat rund 6.000 Arbeitsplätze geschaffen, die Gesamtinvestition liegt bei ca. 3 Mrd. USD.
- Eurasia-Tunnel: Der Autobahntunnel erlaubt motorisierten Fahrzeugen die Durchfahrt unter dem Marmarameer zwischen Asien und Europa. Der 3,34 km lange zweistöckige unterseeische Tunnel hat eine Tageskapazität von 120.000 Fahrzeugen und verkürzt die Entfernung zwischen Kazlıcesme auf europäischer und Göztepe auf asiatischer Seite wesentlich. Der Autobahntunnel ist am 20.12.2016 eröffnet worden. Die Kraftstoffeinsparungen aufgrund des Tunnels liegen bei rund 38 Mio. Litern jährlich. Dadurch reduziert das Projekt den CO₂-Ausstoß um 82.000 Tonnen pro Jahr.

Weiter hat die Türkei in den letzten zehn Jahren Ihre Infrastruktur für die Logistik stark ausgebaut. Das Straßennetz wurde im ganzen Land erweitert. Hierzu wurden Schnellstraßen mit einer Gesamtlänge von 16.500 km gebaut [71]. 29 neue Flughäfen sind entstanden. Das Schienennetz an Hochgeschwindigkeitszügen verbindet inzwischen die

größten Provinzen Ankara-Eskisehir-Istanbul-Konya. Die Kapazität der türkischen Häfen wurde ebenfalls erweitert. Alle diese Projekte haben dazu beigetragen, dass sich die Türkei im Logistics Performance Index von Rang 39 (2010) auf Rang 34 (2016) verbessert hat [70].

Das türkische Gesamtschnellstraßennetz entsprach 2016 66.774 km, davon 2.155 km Autobahn, 31.106 km Staatsstraßen und 33.513 km Provinzstraßen [71]. Im Schienenverkehr hat das Streckennetz eine Länge von 11.319 km erreicht [71]. Aufgrund ihrer geografischen Lage spielt die Seefracht in der Türkei eine besondere Rolle. An der Küstenlinie befinden sich 182 Häfen, davon 11 Containerhäfen [71]. Im Luftverkehr hat die Türkei zwischenzeitlich 55 Flughäfen, mit einer Abfertigungskapazität von ca. 180 Mio. Passagieren (2016) [71]. Die Verkehrsinfrastruktur ist besonders in den Ballungszentren im Westen der Türkei und in und um Ankara gut ausgebaut. Der inländische Gütertransport und Personenverkehr erfolgt fast ausschließlich auf der Straße. Der Güterverkehr mit dem Ausland findet meist auf dem Wasserweg und der Personenverkehr über den Luftweg statt.

Die Zielsetzung für die Infrastruktur umfasst bis 2023 folgende Punkte [71]:

- ein Straßennetzwerk von insgesamt 70.000 km, davon 7.500 km Autobahnen und 36.500 km zweispurige Schnellstraßen
- ein Schienennetz von 25.000 km, davon 10.000 km für Hochgeschwindigkeitszüge
- ein Anstieg der jährlichen Passagierzahlen auf 1 Mrd. und des Frachttransports auf 125 Mio. Tonnen. Ein weiteres Ziel besteht darin, 60 % der Strecken zu elektrifizieren.
- ein Anstieg der Gesamtzahl an Flugzeugen der Türkei von 487 auf 750 für den Passagierverkehr.
- der Bau neuer Flughäfen zur Steigerung der jährlichen Kapazität auf 400 Mio. Passagiere.
- die Steigerung der Containerabfertigungskapazität von 8,4 auf 32 Mio. TEU (Zwanzig-Fuß-Container, Twenty-foot Equivalent)
- die Steigerung der Frachtschiffkapazität von 29,2 auf 50 Mio. DWT (deadweight tonnage), der Bau eines Hafens an jedem der drei Meere, die die Türkei umgeben

In **Abbildung 95** sind Schnellstraßen und Autobahnen des Planungsstandes für 2023 dargestellt [71]. Für die geplanten 24 Straßenbauprojekte, die eine Länge von 9.380 km umfassen, werden ca. 83 Mrd. USD investiert. **Abbildung 96** zeigt das geplante Schienennetz für die Hochgeschwindigkeitszüge (2023) [71].



Rot: bestehende Autobahnen; **Gelb:** im Bau; **Schwarz:** Auftrag vergeben; **Grün:** noch im Plan (erste Phase); **Blau:** noch im Plan (zweite Phase)

Abbildung 95 Schnellstraßen und Autobahnen 2023 (Planungsstand)



Schwarz: bestehende Schienennetze; **Grün:** bestehende Hochgeschwindigkeitsnetze; **Rot:** Hochgeschwindigkeitsnetze noch im Plan;

Abbildung 96 Schienennetz für die Hochgeschwindigkeitszüge 2023 (Planungsstand)

Für die logistische Brückenfunktion zwischen Ost und West, Europa und Asien ist die Türkei dabei weitere Großprojekte zu realisieren [72]:

- **Dritter Flughafen Istanbul:** Ein Jointventure türkischer Unternehmen erhielt den Zuschlag in der Ausschreibung zum Bau des dritten Flughafens in Istanbul im Mai 2013. Die Unternehmen zahlen 22,1 Mrd. EUR zzgl. Steuern für das Recht, den Flughafen ab Ende 2017 für 25 Jahre zu betreiben. Das Projekt, dessen Kosten bei schätzungsweise 33 Mrd. EUR einschließlich sämtlicher Investitionen und Jahresmieten liegen werden, ist das bisher größte des Landes. Gelegen im Nordwesten, auf der europäischen Seite Istanbuls, wird das Terminal mit einer Kapazität von 150 Mio. Passagieren eine Verbindung zur dritten Bosphorusbrücke über die Nordmarmara-Autobahn haben. Der Flughafen wird eine entscheidende Rolle beim Ausbau Istanbuls zu einem Drehkreuz für den globalen Luftverkehr spielen. Die erste Phase des Flughafens, die schon seit Oktober 2018 in Betrieb ist, umfasst zwei Start- und Landebahnen sowie ein Terminal mit einer Kapazität von 90 Mio. Passagieren pro Jahr.

- Autobahn Gebze-Orhangazi-Izmir und Brücke über die Bucht von Izmit: Dieses Projekt verkürzt die Landstrecke zwischen Istanbul und Izmir, der drittgrößten Stadt der Türkei. Es umfasst die 3 km lange Brücke über die Bucht von Izmit (Osman-Gazi-Brücke), die viertgrößte Hängebrücke der Welt, die schon seit Juli 2016 in Betrieb ist. Die Gesamtinvestition liegt bei ca. 9,5 Mrd. USD.
- Dreistöckiger Grand-Istanbul-Tunnel: Der dreistöckige unterseeische Tunnel unter dem Bosphorus wird die asiatische und europäische Seite Istanbuls verbinden und zwei Autobahn- sowie eine Bahnstrecke umfassen. Der 6,5 km lange Tunnel wird 110 m unter dem Meeresspiegel verlaufen und der erste seiner Art weltweit sein. Er wird nicht nur die Verkehrsbelastung der Brücken über den Bosphorus reduzieren, sondern auch Zeiteinsparungen maximieren. Die Gesamtinvestition liegt bei ca. 3,7 Mrd. USD. Die Fertigstellung des Projekts wird für 2020 erwartet.
- Canakkale-Hängebrücke: Diese Brücke wird am Westende des Marmarameers nahe der Provinz Canakkale erbaut. Sie wird die Dardanellen überspannen und mit einer Spannweite von 2 km die längste Hängebrücke weltweit sein. Die Brücke mit drei Spuren pro Fahrtrichtung sowie einer Bahntrasse ist Teil der Autobahn Canakkale-Tekirdag-Kinali-Balikesir. Die Gesamtinvestition liegt bei ca. 3 Mrd. USD.
- Istanbul-Kanal: Der Kanal ist als künstlicher Wasserweg auf Meereshöhe geplant und wird parallel zum Bosphorus das Schwarze Meer mit dem Marmarameer verbinden. Mit 47 km Länge und 150 m Breite wird er eine Entlastung für den Schiffsverkehr auf dem Bosphorus bewirken, insbesondere für Tankschiffe. Der Kanal wird eine Kapazität von 160 Schiffen pro Tag haben und mit einem hohen Wachstumspotenzial in seiner unmittelbaren Umgebung zahlreiche Investitionsmöglichkeiten bieten. Die Gesamtinvestition liegt bei ca. 20 Mrd. USD.
- Nahverkehr-Ausbau Gebze-Halkali: Der Ausbau der Zugstrecken, die die Außenbezirke Istanbuls auf europäischer Seite mit denen auf asiatischer Seite verbinden sollen, wird 2018 abgeschlossen sein. Das Projekt im Wert von 1,2 Mrd. USD hat über 800 Arbeitsplätze geschaffen.
- Zugverbindung Baku-Tiflis-Kars: Diese Verbindung wird nach zwei großen Energiepipeline-Projekten das drittgrößte Gemeinschaftsprojekt der Staaten Aserbaidschan, Georgien und der Türkei sein. Nach seiner Fertigstellung wird das Bahnprojekt eine Kapazität von 1 Mio. Passagieren und 6,5 Mio. Tonnen Fracht

pro Jahr ermöglichen. Bis 2034 soll sich diese Kapazität auf 3 Mio. Passagiere und 17 Mio. Tonnen Fracht erhöhen.

- **Ovit-Tunnel:** Der Bau eines neuen Autobahntunnels im Nordwesten der Türkei, der zu den längsten Tunneln der Welt zählen soll, stärkt die kommerziellen Perspektiven lokaler Investoren sowohl regional als auch international. Der Tunnel soll durch den Berg Ovit zwischen Ikizdere, einem Bezirk in der nordwestlichen Provinz Rize, und dem Distrikt Ispir in der östlichen Provinz Erzurum verlaufen. Der duale Tunnel hat einschließlich der Verbindungsstraßen eine Länge von mehr als 14,7 km. Der Tunnel ist schon seit Juni 2018 in Betrieb.

5.3. Fallstudie III: Ökonomische Analyse

Dieser Teil der Arbeit umfasst Indikatoren wie Außenhandel (Import-Export), Bruttoinlandsprodukt, Arbeitslosenquote, Inflation und Wechselkursentwicklung. Die ökonomischen Indikatoren beschreiben die Wirtschaftsstruktur, volkswirtschaftliche Entwicklungen und die wirtschaftliche Größe des Marktes. Auf diesen Daten stützen sich die Aussagen über Chancen und Risiken in einem Land, worauf im nächsten Kapitel eingegangen wird.

5.3.1. Außenhandel Import / Export

Die Bedeutung des Außenhandels der Türkei ist in den letzten Jahren gestiegen. Der Außenhandel ist sehr dynamisch und ein Treiber für ein nachhaltiges Wachstum der Wirtschaft. Daher ist der Außenhandel auch zu einer wichtigen Bemessungsgrundlage geworden, ob die türkische Wirtschaft prosperiert. Mit der wirtschaftlichen Liberalisierung ist die Türkei 1995 Mitglied der Welthandelsorganisation (WTO) geworden [74]. Weiter hat die Türkei am 1. Januar 1996 die Zollunion mit der EU realisiert [83]. Außerdem ist das Land zur Integration regionaler und internationaler Handelsnormen Mitglied in verschiedenen Wirtschaftsorganisationen geworden, z. B. in der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit (Economic Cooperation Organisation, ECO), in der Konferenz der Vereinten Nationen für Handel und Entwicklung (United Nations Conference on Trade and Development (UNCTAD)), in der Schwarzmeer-

Wirtschaftskooperation (Organization of the Black Sea Economic Cooperation (BSEC)), in der Weltzollorganisation (World Customs Organization (WCO)) und in der Internationalen Handelskammer (International Chamber of Commerce (ICC)) und D-8 [74]. Neben der Zollunion mit der EU hat die Türkei Freihandelsabkommen mit Albanien, Bosnien-Herzegowina, Chile, Ägypten, den Färöerinseln, Georgien, Ghana, Island, Israel, Jordanien, dem Kosovo, dem Libanon, Mazedonien, Malaysia, Mauritius, Montenegro, Moldawien, Marokko, Norwegen, Palästina, Serbien, Singapur, Südkorea, der Schweiz und Liechtenstein und Tunesien unterzeichnet [72].

In **Tabelle 16** wird die Außenhandelsstatistik der Türkei in den Jahren 2010-2018 dargestellt[3].

Mio. USD	2010	2011	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Exporte	113.883	134.907	151.803	157.610	143.839	142.606	156.993	168.088
Importe	185.544	240.842	251.661	242.177	207.234	198.601	233.800	223.082
Handelsvolumen	299.427	375.749	403.464	399.787	351.073	341.207	390.793	391.170
Handelsbilanz	-71.661	-105.935	-99.859	-84.567	-63.395	-55.995	-76.807	-54.994

Tabelle 16 Außenhandelsstatistik der Türkei (2010-2018) [3] (eigene Darstellung)

Es wird deutlich, dass die Importe die Exporte übersteigen. Damit weist die Türkei ein Handelsbilanzdefizit aus. Erdöl und Erdgas werden ausschließlich über die Einfuhr gedeckt. Das Handelsbilanzdefizit der Türkei ist seit 2013 kontinuierlich von ca. 100 Mrd. USD auf ca. 55 Mrd. USD im Jahr 2018 gesunken [3]. Ursächlich für den Rückgang waren vor allem die niedrigen Ölpreise. Zum Abbau der hohen Abhängigkeit von importiertem Erdöl und Erdgas treibt die Türkei -wie schon vermerkt- die Energiegewinnung aus Erneuerbaren Quellen sowie heimischen Kohlekraftwerken voran.

Abbildung 97 zeigt den Trend für das Handelsbilanzdefizit der Türkei von 2006 bis 2016 [23].

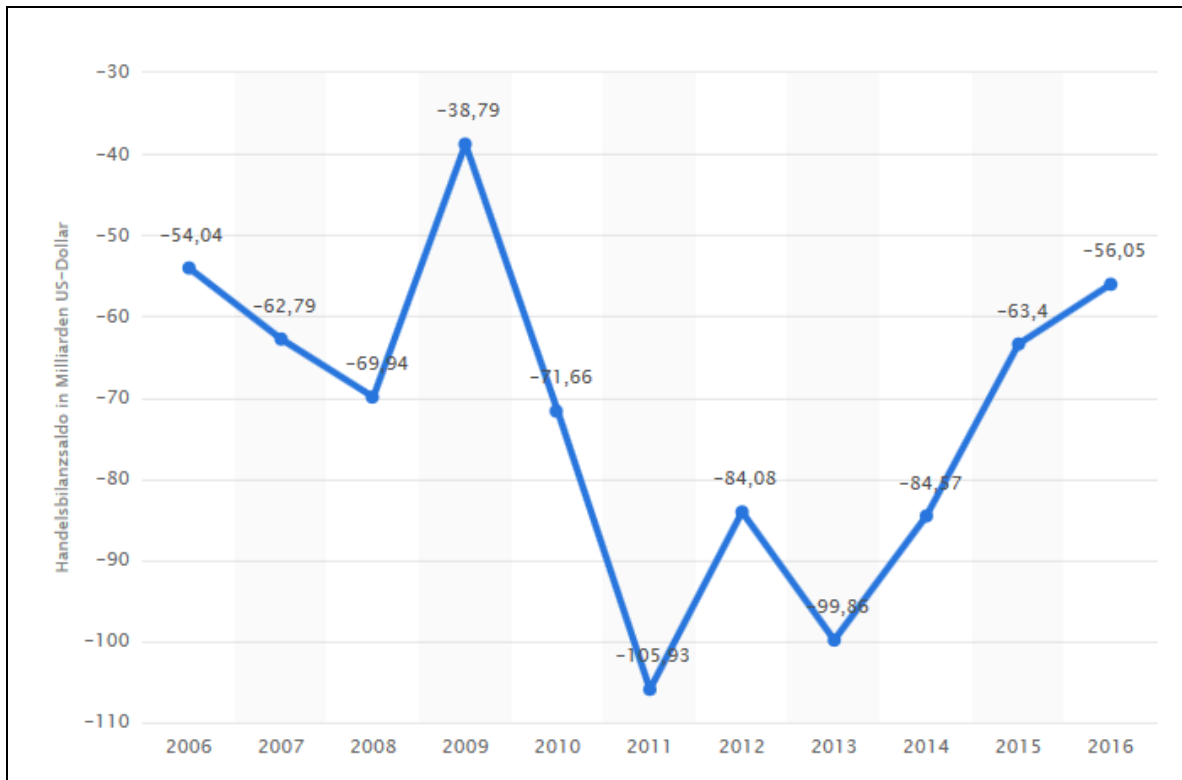


Abbildung 97 Trend für das Handelsbilanzdefizit der Türkei [23]

Abbildung 98 zeigt den Anteil des BIP für das Handelsbilanzdefizit der Türkei von 2007 bis 2016 [23].

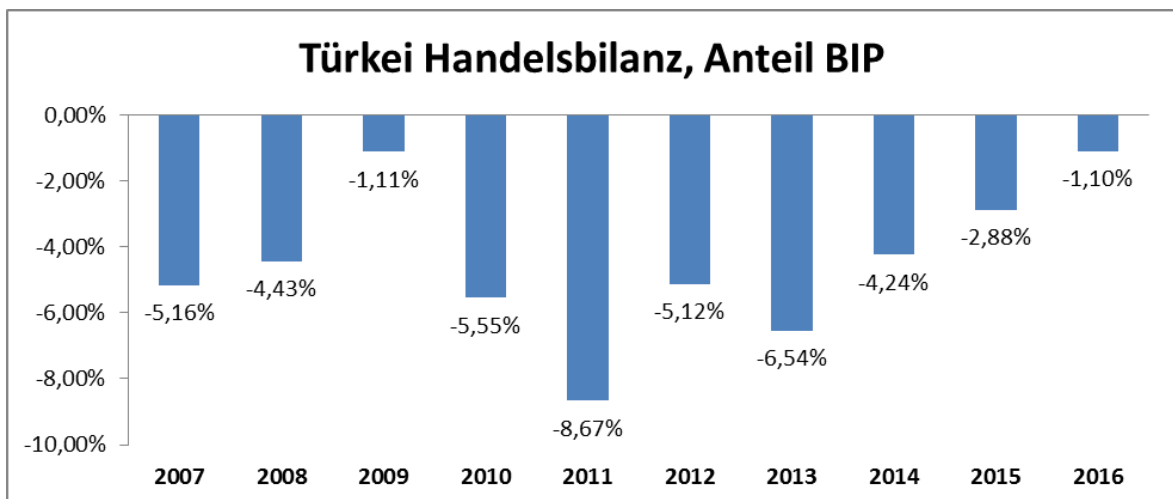


Abbildung 98 Anteil des BIP für das Handelsbilanzdefizit [73] (eigene Darstellung)

Das Handelsbilanzdefizit wird mit etwa 22 Mrd. USD im Jahr 2016 größtenteils durch die Devisen der Tourismusbranche (einschließlich der Auslandstürken) abgefangen [23]. Obwohl das sinkende Handelsbilanzdefizit ein positives Signal und mit -1,1 % besser ist,

als jenes einiger EU-Länder (z. B. Großbritannien und Frankreich), wirkt sich diese Kennzahl immer noch als Risikofaktor für die türkische Wirtschaft aus [23]. Diese Gegebenheit macht das Land verstärkt abhängig von Direktinvestitionen und Devisen.

Die Außenhandelsquote stellt den Anteil der Summe der Im- und Exporte am Bruttoinlandsprodukt dar. Sie ist eine volkswirtschaftliche Kennzahl, die Auskunft darüber gibt, wie hoch sich der Anteil des Außenhandelsumsatzes einer Volkswirtschaft gestaltet [23]. Die Türkei hat eine Außenhandelsquote von ca. 40 % [74]. Dies deutet darauf hin, dass die Türkei sehr stark in die Weltwirtschaft integriert ist.

Der Export ist sowohl qualitativ als auch quantitativ ein bedeutsamer Faktor geworden. Insbesondere hatte die Türkei in den 1990-er Jahren einen erheblichen Exportmarktanteil bei den arbeitsintensiven Industrieprodukten wie Textilien, Kleidung, Eisen und Stahl sowie Lebensmittel [74]. Nach der Herstellung der Zollunion mit der EU haben die Exporte einen neuen strukturellen Wandel eingeleitet. Diesbezüglich ist auch zu beobachten, dass die Exporte von Produkten aus den Hightech-Sektoren wie Elektronikgeräte, Elektronikausrüstung und Automobile wesentlich gestiegen sind. In **Tabelle 17** sind die zehn wichtigsten Exportproduktgruppen für 2016 dargestellt [3].

Nr.	Produktgruppen	Mrd. USD	Anteil am Gesamtexport (%)
1	Fahrzeuge außer Schienenfahrzeuge, Fahrzeugteile	19,804	13,9
2	Kessel, Maschinen und mechanische Apparate, Teile davon	12,405	8,7
3	Edelsteine, Edelmetalle, Perlen und Artikel daraus	12,176	8,5
4	Strick- und Häkelwaren und Artikel daraus	8,885	6,2
5	Elektrogeräte und -ausrüstung, Teile davon	7,778	5,5
6	Eisen und Stahl	6,187	4,3
7	Nicht gestrickte und gehäkelte Waren und Artikel daraus	5,928	4,2
8	Artikel aus Eisen und Stahl	5,027	3,5
9	Kunststoff und Artikel daraus	4,967	3,5
10	Essbare Früchte und Nüsse, Schalen von Melonen	3,873	2,7
	Gesamt	87,030	61,0

Tabelle 17 Die wichtigsten Exportproduktgruppen 2016 [3] (eigene Darstellung)

In **Tabelle 18** sind die Hauptexportmärkte der Türkei für das Jahr 2016 dargestellt [3].

	Märkte	Mrd. USD	Anteil am Gesamtexport (%)
A	EU 28	68,371	47,9
B	Freihandelszonen in der Türkei	1,837	1,3
C	Andere Länder	72,397	50,8
1	Länder des Nahen und Mittleren Ostens	31,317	22,0
2	Andere europäische Länder	9,739	6,8
3	Andere Länder Asiens	9,692	6,8
4	Nordafrikanische Länder	7,756	5,4
5	Länder Nordamerikas	7,408	5,2
6	Andere afrikanische Länder	3,651	2,6
7	Länder Südamerikas	1,095	0,8
8	Länder Südamerikas und der Karibik	0,846	0,6
9	Australien und Neuseeland	0,736	0,5
10	Andere Länder	0,152	0,1

Tabelle 18 Die Hauptexportmärkte 2016 [3] (eigene Darstellung)

Die Importpolitik der Türkei dient der Sicherstellung zur Versorgung des Landes mit Rohstoffen und Zwischenerzeugnissen zu angemessenen Preisen bei definierten Qualitätsstandards [74]. Die türkische Industrie ist stark auf den Import von Rohstoffen und Halbfertigwaren angewiesen. In **Tabelle 19** werden die zehn wichtigsten Importmärkte der Türkei für das Jahr 2016 dargestellt [3]. Aufgrund der Erdöl- und Erdgaslieferungen belegte Russland 2014 den ersten Platz [3]. Die sinkende Erdölpreise und die Steigerung des Anteils an Erneuerbaren Energien sind ursächlich für den Rückgang des Imports aus Russland. Ein weiteres Hauptmerkmal des türkischen Importsystems ist die Liberalisierung von Importen im Einklang mit der Zollunion mit der EU, den Beziehungen zur EFTA und den Verpflichtungen gegenüber der WTO [72].

	Märkte	Mrd. USD	Anteil am Gesamtimport (%)
1	China	25,441	12,8
2	Deutschland	21,475	10,8
3	Russland	15,162	7,6
4	USA	10,868	5,5
5	Italien	10,218	5,1
6	Frankreich	7,365	3,7
7	Südkorea	6,384	3,2
8	Indien	5,757	2,9
9	Spanien	5,679	2,9
10	Großbritannien	5,320	2,7
	Gesamt	113,671	57,2

Tabelle 19 Die wichtigsten Importmärkte 2016 [3] (eigene Darstellung)

Die türkische Regierung hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2023 den Export auf 500 Mrd. USD zu steigern [74]. Dadurch soll die Türkei eine positive Handelsbilanz bzw. einen Handelsbilanzüberschuss erzielen. Man versucht, den Export durch verschiedene Maßnahmen zu fördern, insbesondere deckt staatlicher Turk Eximbank Exportkredite und Versicherungen gegen Forderungsausfälle ab [74]. Die Ausgaben für Niederlassungen im Ausland, Marketingaktionen, Ausbildung, Messe- und Ausstellungskosten können in Form von Fördergeldern in Anspruch genommen werden [74].

5.3.2. Bruttoinlandsprodukt

Das Bruttoinlandsprodukt (BIP) ist ein Maß für die wirtschaftliche Leistung einer Volkswirtschaft [23]. Es ist ein Indikator für die Gesamtmenge aller im Land verkauften Waren und Dienstleistungen [23].

Die Türkei hat sich zweifellos durch ihre wirtschaftliche Leistung in den letzten Jahren in der Weltwirtschaft etabliert. Nach den BIP-Zahlen im Jahr 2016 besetzt sie innerhalb der G20 den 17. Platz in der Weltwirtschaft und den 6. Platz im Vergleich zu den EU-Ländern [74]. Das durchschnittliche jährliche reale Wachstum des BIP betrug bezogen auf die vergangenen 14 Jahre durchschnittlich 5,6 % (Zeitraum 2003-2016) [75].

Abbildung 99 zeigt die reale Veränderung des Bruttoinlandsprodukts 2016 gegenüber 2010 in % innerhalb der G20 [76]. Es ist zu erkennen, dass die Türkei nach China und Indien die drittgrößten Wachstumsraten innerhalb der G20 erzielt hat. In **Abbildung 100** wird die Entwicklung des BIP im Zeitraum von 2008-2018 dargestellt [23], in **Abbildung 101** sind die Wachstumsraten für die jüngsten Quartale dargestellt [3].

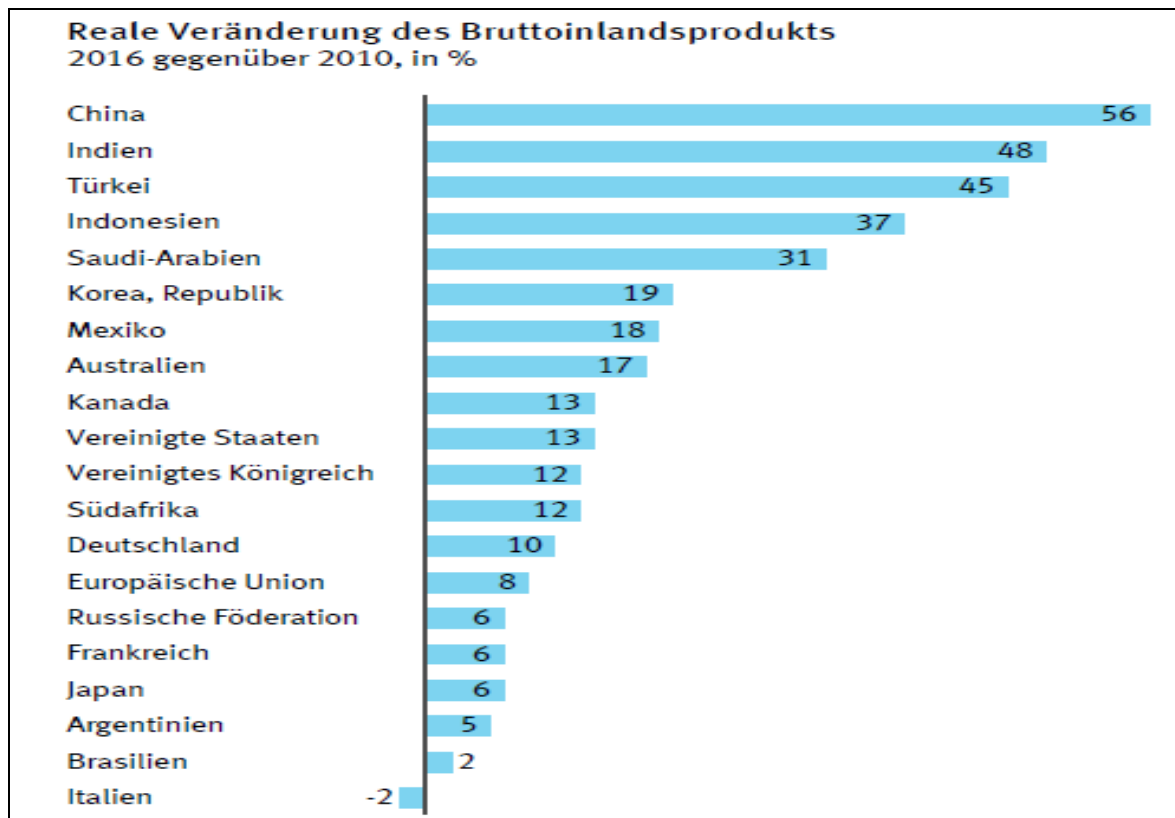


Abbildung 99 Reale Veränderung des Bruttoinlandsprodukts innerhalb der G20 [76]

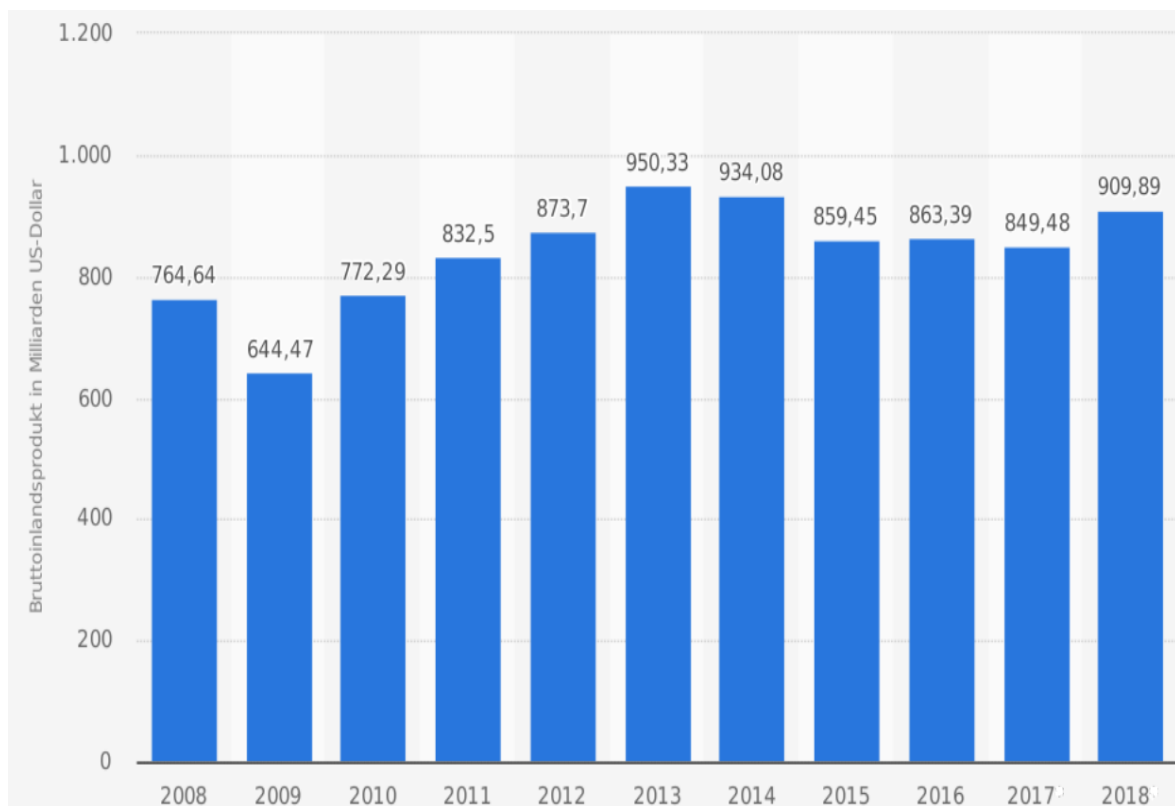


Abbildung 100 Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts 2008-2018 [23]

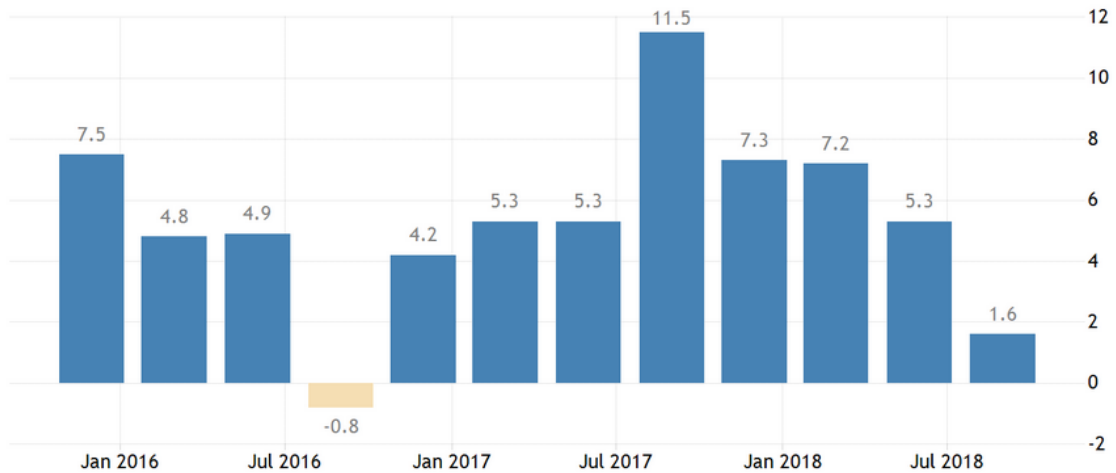


Abbildung 101 Wachstumsraten für die Quartale im Zeitraum von Januar 2016 bis Oktober 2018 [70]

Wie aus **Abbildung 100** hervorgeht, erreichte das BIP im Jahr 2018 eine Höhe von 910 Mrd. USD im Vergleich zu 236 Mrd. USD im Jahr 2002 [23]. Weiter ist in **Abbildung 101** zu erkennen, dass aus politischen Unruhen (Putschversuchs vom Juli 2016) eine Stagnation von -0,8 % im dritten Quartal 2016 resultierte [70]. In den nachfolgenden Quartalen hat sich die türkische Wirtschaft wieder relativ schnell erholt und im ersten Quartal 2017 ein Wachstum von 5,3 % erzielt [70]. Diese Wachstumsrate führt die Türkei weltweit wieder auf Rang 3 nach China und Indien. Das Bruttoinlandsprodukt pro Kopf in der Türkei betrug 10.743 USD in 2016[76]. **Abbildung 102** zeigt die Entwicklung des BIP pro Kopf im Zeitraum von 2009-2016 [76].

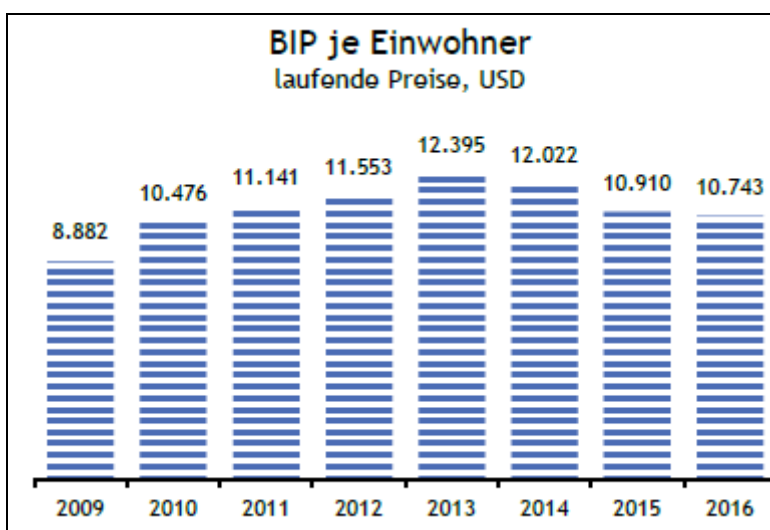


Abbildung 102 Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts pro Kopf 2009-2016 [76]

Nach Sektoren aufgegliedert hatten 2016 Dienstleistungen (21,2 %), Industrie (19,7 %) und Handel (16,7 %) den größten Anteil am BIP [3]. Die Türkei erwartet ein Wachstum von 2,3 % in 2019 und strebt an, das BIP bis 2023 auf 2.000 Mrd. USD zu erhöhen [74]. Dadurch wird das Bruttoinlandsprodukt 2023 pro Kopf im Bereich von 25.000 USD liegen [74]. Die Türkei strebt an, 2023 zu den ersten zehn Volkswirtschaften der Welt zu gehören [74]. Laut der OECD wird die Türkei voraussichtlich eine der am schnellsten wachsenden Volkswirtschaften der OECD-Mitglieder in den Jahren 2015-2025 sein, mit einer jährlichen Wachstumsrate von 4,9 % [75]. In **Abbildung 103** ist eine Prognose zum jährlichen durchschnittlichen realen BIP-Wachstum in % in den OECD-Ländern 2015-2025 dargestellt [75].

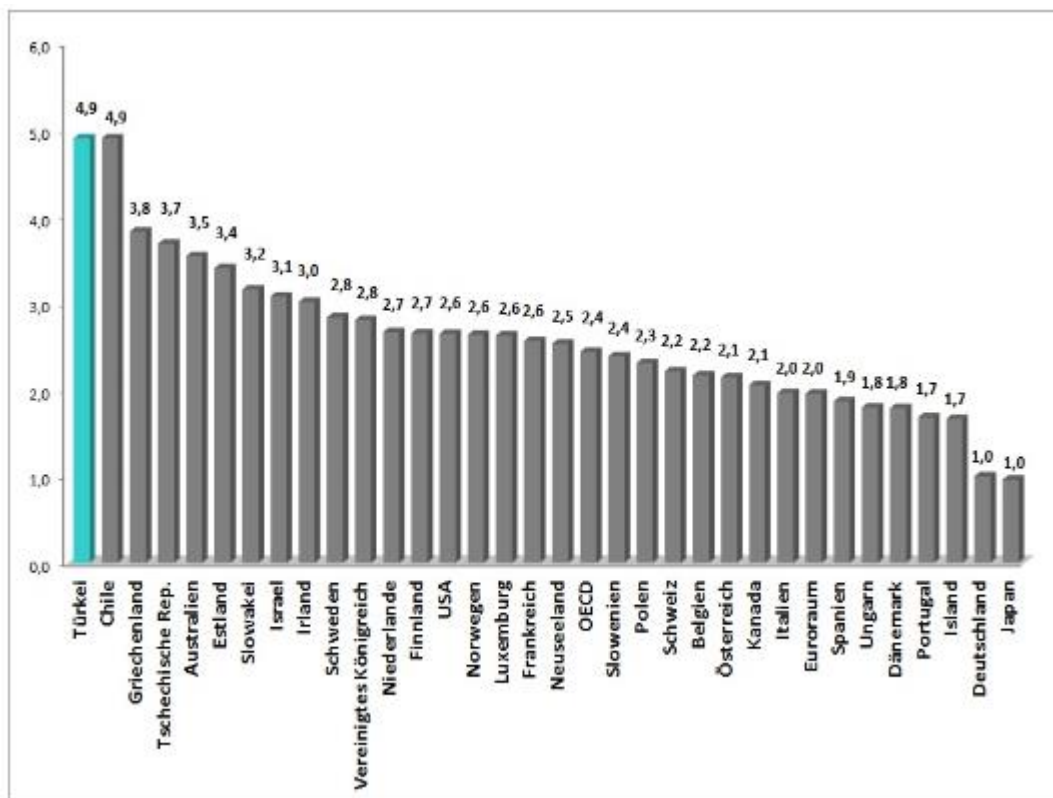


Abbildung 103 Reales BIP Wachstum Prognose in % in den OECD-Ländern 2015-2025 [75]

5.3.3. Arbeitslosenquote / Lohnkosten

Die Erwerbsbevölkerung in der Türkei zählt rund 31,7 Mio. Menschen (Mai 2017) [3]. Sie stellt damit den drittgrößten Arbeitsmarkt in Europa dar [77]. Weiter zeichnet sie sich durch das größte Wachstum der Erwerbsbevölkerung im Vergleich mit den EU-Ländern

aus [77]. In diesem Kontext ist die junge Bevölkerung zu nennen. Durch den Anstieg der Bevölkerung im erwerbsfähigen Alter kommt jedes Jahr rund eine halbe Million an Erwerbspersonen zusätzlich in den Arbeitsmarkt [77].

Das starke Wachstum der türkischen Wirtschaft in den vergangenen Jahren wirkte sich nur bedingt positiv auf die Entwicklung der Arbeitslosenquote aus. Laut Statistikamt TÜİK lag die durchschnittliche Arbeitslosenquote bei 10,3 % im Jahr 2016 [3]. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt beträgt sie 11,6 % (Oktober 2018) [3]. In absoluten Zahlen bedeutet dies, dass 3,8 Mio. Erwerbspersonen arbeitsuchend gemeldet waren. Die Arbeitslosigkeit im EU-Durchschnitt liegt vergleichsweise bei 7,7 % [23]. In **Tabelle 20** ist die Entwicklung der spezifischen Kennzahlen für den türkischen Arbeitsmarkt dargestellt [3].

Arbeitsmarkt	Einheit	2000	2005	2010	2015	2016	Mai 2017
Erwerbspersonen, 15+ Jahre	1.000	21.381	22.332	25.644	29.401	29.875	31.713
Anteil Frauen an Erwerbspersonen	%	27,8	26,1	29,4	31,1	31,1	31,2
Erwerbsquote, 15+ Jahre	% Gesamtbev. 15+	48,8	46,1	48,5	50,3	50,3	53,0
Erwerbsquote (m), 15+ Jahre	% Gesamtbev. 15+	72,7	70,3	70,7	71,4	71,4	72,6
Erwerbsquote (w), 15+ Jahre	% Gesamtbev. 15+	26,3	23,4	27,6	30,4	30,4	33,9
Erwerbstätigenquote, 15+ Jahre	% Gesamtbev.	45,6	41,2	43,3	45,1	45,1	47,7
Selbstständigenquote, 15+ Jahre	% Erwerbstätige	51,4	43,0	39,1	32,9	32,4	32,9
Arbeitslosenquote, 15-64 Jahre	% Erwerbsbev. 15-64	6,5	10,6	10,7	10,2	10,3	10,2
Jugendarbeitslosenquote, 15-24 Jahre	% Erwerbspers. 15-24	13,1	19,9	19,7	18,5	18,9	19,8

Tabelle 20 Entwicklung der Arbeitsmarktkennzahlen in der Türkei [3] (eigene Darstellung)

Die Arbeitslosigkeit stellt ein noch zu lösendes Problem in der Türkei dar. Sie entsteht aus dem starken Wachstum der Erwerbsbevölkerung, die durch das Wirtschaftswachstum nicht vollständig aufgefangen werden kann. Auffallend negativ stellt sich in diesem Zusammenhang die Jugendarbeitslosigkeit dar; der bereits hohe Wert stieg im Mai 2016 gegenüber dem Vorjahr von 18,9 % auf 19,8 % [3]. Hinzu kommt die geringe Erwerbsquote der Frauen. Sie lag 2016 im Bereich von 31,1 % [3]. Weiter wandert die ländliche Bevölkerung in die Städte und industriellen Zentren auf der Suche nach Arbeit ab [77]. Zusammenfassend bilden die geringe Erwerbsquote der Frauen, die informelle Arbeit, das Stadt-Land Gefälle und die hohe Jugendarbeitslosigkeit die bedeutsamsten Herausforderungen des türkischen Arbeitsmarktes.

Um die hohe Arbeitslosigkeit zu reduzieren, müssen türkische Unternehmen vor dem Hintergrund der dynamisch wachsenden Erwerbsbevölkerung wettbewerbsfähiger werden und schneller wachsen, um dadurch mehr Arbeitsplätze zu schaffen [77]. Die türkische Regierung plant Maßnahmen wie eine schrittweise Flexibilisierung des Arbeitsmarkts, eine Fort- und Weiterbildungsoffensive für Fachkräfte und eine weitere Verbesserung von beruflichen Ausbildungssystemen. Hierdurch sollen in den kommenden drei Jahren bis zu 1,5 Mio. neue Arbeitsplätze geschaffen werden [77].

Die Löhne und Gehälter in der Türkei sind im Vergleich zu Westeuropa deutlich niedriger [79]. Insofern hat die Türkei beträchtliche Lohnkostenvorteile. Im Vergleich zu den Ländern Ost- und Südosteuropas sind diese Lohnkostenvorteile geringer [79]. Als wichtiger Kostenfaktor spielen die relativ hohen Lohnnebenkosten eine Rolle und führen zu einer weitverbreiteten Schattenwirtschaft [79]. Bei den Gehältern gibt es große regionale Unterschiede [79]. Ein durchschnittliches Jahresgehalt lag in 2018 etwa bei 118.255 TL (Türkisch Lira) (1 USD = 5,20 TL umgerechnet 22.741 USD) für einen Ingenieur [97].

Eine wichtige Vorgabe für die Arbeitskosten in der Türkei ist der gesetzliche Mindestlohn, der nach Artikel 55 der Verfassung zur Sicherung des Existenzminimums vorgeschrieben ist [78]. Er wird zum Beginn eines jeden Jahres angepasst. Der gesetzliche Netto-Mindestlohn (alleinstehend, ohne Kinder) wurde Anfang 2019 auf monatlich 2020,90 TL (1 USD = 5,20 Türkisch Lira umgerechnet 389 USD) (brutto: 2.558,40 TL / 492 USD) festgesetzt [78]. Zusammen mit den Arbeitgeberanteilen liegt der Betrag bei 3.006,12 TL (578 USD) [78]. Er gilt für das gesamte Jahr 2019.

Der durchschnittliche Bruttomonatslohn lag im Jahr 2014 gemäß dem türkischen Statistikamt bei 2.319 TL (1 USD = 2,19 TL umgerechnet 1.058 USD) [3]. Wenn man von diesem Wert ausgeht und ihn für 2019 hochrechnet, liegt der durchschnittliche Bruttomonatslohn bei 4.437 TL (1 USD = 5,20 TL umgerechnet 853 USD). Infolge der Währungsabwertung sinken die Reallöhne bezogen auf die US-Währung. Laut einer Befragung vom Verein für Human Management Türkei wird eine durchschnittliche nominale Lohnsteigerung von 16,6 % für 2019 erwartet [98]. **Tabelle 21** zeigt die durchschnittlichen Bruttojahreslöhne nach ausgewählten Positionen für 2016 [79]. In

Tabelle 22 werden die durchschnittlichen Bruttojahreslöhne im Bereich der Produktion für 2016 dargestellt [79].

Position	2016 (in TL)	2016 (in USD)
Geschäftsführerin einer größeren Niederlassung	565.869	187.374
Geschäftsführerin eines kleinen bis mittleren Unternehmens	287.148	95.082
Vertriebsleiterin	219.057	72.535
Programmiererin	82.274	27.243
Ingenieurin	100.557	33.297
Sekretärin mit Fremdsprachenkenntnissen	61.805	20.465
Buchhalterin	43.025	14.247
Sekretärin, Schreibkraft	40.458	13.397
Kraftfahrerin	36.498	12.085
Facharbeiterin	33.672	11.150
Ungelernte Arbeitskraft	28.585	9.465
Jahresdurchschnittskurs 1 USD = 3,02 TL		

Tabelle 21 Durchschnittliche Bruttojahreslöhne nach ausgewählten Positionen für 2016 [79] (eigene Darstellung)

Position	2016 (in TL)	2016 (in USD)
Angelernte Arbeiterin (Tätigkeiten, die in wenigen Tagen zu erlernen sind und für die keine spezielle Berufsausbildung notwendig ist)	28.585	9.465
Mitarbeiterin, die unter Aufsicht Tätigkeiten ausführt, für die eine mehrjährige Berufsausbildung erforderlich ist	33.672	11.150
Mitarbeiterin mit mehrjähriger Erfahrung und Leitungsbefugnis, die als Vorarbeiterin die Arbeit von Produktionsbereichen verantwortet	42.503	14.074
Jahresdurchschnittskurs 1 USD = 3,02 TL		

Tabelle 22 Durchschnittliche Bruttojahreslöhne in Bereich der Produktion für 2016 [79] (eigene Darstellung)

Das Lohngefälle zwischen den strukturschwachen ländlichen Gebieten (etwa im Osten und Südosten) und den wirtschaftlich prosperierenden Metropolen fällt sehr stark aus [79]. Es gibt auch regionale Diskrepanzen in der Lohnentwicklung. In der Marmara-Region werden die höchsten Löhne gezahlt [3]. Laut dem türkischen Statistikamt liegen im Großraum Istanbul, dem mit Abstand wichtigsten Wirtschaftszentrum der Türkei, die Löhne ca. 18 %

höher als im Landesdurchschnitt [3]. In den Schwarzmeerprovinzen, wo der türkische Steinkohlebergbau und ein großer Teil der Eisen- und Stahlindustrie angesiedelt ist, spielen die Zulagen eine große Rolle. Die schweren Arbeitsbedingungen führen hier zu höheren Bruttolöhnen [79]. Generell sind die Löhne in den Provinzen Bursa, Kocaeli und Sakarya, die das Zentrum der türkischen Automobilindustrie bilden und wo wichtige Kraftfahrzeugwerke und zahlreiche Zulieferbetriebe angesiedelt sind, höher als im Landesdurchschnitt [79]. Die geringsten Löhne werden in Zentral-, Ost- und Südostanatolien als Folge der schlechten wirtschaftlichen Entwicklung gezahlt [79].

Die Sozialversicherungsbeiträge von Arbeitnehmern und Arbeitgebern belaufen sich zusammen auf mindestens 36,5 % des Bruttolohns [78]. Zur Förderung erhalten die Arbeitgeber einen Nachlass von 5 % bei der Rentenversicherung, wenn sie keine Verbindlichkeiten mehr bei der SGK (Sozialversicherungsanstalt der Türkei) haben [78]. Im Vergleich zu den OECD-Ländern beläuft sich die Differenz zwischen dem Bruttolohn und dem tatsächlich aus gezahlten Lohn auf eine höhere Differenz [75]. Die hohen Sozialversicherungsbeiträge verursachen - wie bereits vermerkt - eine weitverbreitete Schattenwirtschaft im Land. In **Tabelle 23** werden die Sozialversicherungsbeträge mit den Arbeitgeber- und Arbeitnehmeranteilen dargestellt [78].

Sozialversicherungsbeiträge 2017	Arbeitgeber (in %)	Arbeitnehmer (in %)
Rentenversicherung	11,0	9,0
Krankenversicherung	7,5	5,0
Arbeitsunfall und Berufskrankheiten, Mutterschutz	1,0	0,0
Arbeitslosenversicherung	2,0	1,0
Gesamt	21,5	15,0

Tabelle 23 Sozialversicherungsbeiträge in der Türkei [78] (eigene Darstellung)

In der Türkei beträgt die Wochenarbeitszeit maximal 45 Stunden [78]. Der Urlaubsanspruch umfasst je nach Betriebszugehörigkeit 14-26 Tage [78]. Als gesetzliche Feiertage sind 15,5 Tage festgelegt [78]. Gratifikationen („ikramiye“) und Prämien („prim“) sind Zusatzleistungen, die als freiwillige Zulagen des Arbeitgebers - zum Beispiel fünfundzwanzigjährige Betriebszugehörigkeit oder Zahlungen zum Neujahr - geleistet werden. Diese Art der Zusatzzahlungen ist in vielen türkischen Betrieben verbreitet.

Üblich sind außerdem die entgeltfreie Beförderung zum Arbeitsplatz und die kostenfreie Bereitstellung einer warmen Mahlzeit in der Mittagspause [78]. Die gesetzliche Dienstaltersabfindung beträgt ein Monatsgehalt pro Jahr der Beschäftigung [78]. Das türkische Arbeitsrecht sieht diese Dienstaltersabfindung („Kidem tazminatı“) vor, die der Arbeitgeber bei Beendigung des Arbeitsverhältnisses nach einer Beschäftigungsdauer von mindestens zwölf Monaten auszuzahlen hat. Sie hat eine Obergrenze, die laufend angepasst wird. Der anrechnungsfähige Höchstwert liegt seit dem 01.01.2019 bei 6.017,60 TL pro Jahr (1 USD = 5,2 TL umgerechnet 1.157 USD) [78].

5.3.4. Inflation

Die Inflationsrate bildet die Preisentwicklung für einen festgelegten Warenkorb ab, der eine repräsentative Auswahl an Waren und Dienstleistungen enthält. Sie wird aus dem Verbraucherpreisindex (VPI) abgeleitet. Der Warenkorb in der Türkei besteht aus 414 Produkten mit Waren und Dienstleistungen [3]. Davon machen Nahrungsmittel und alkoholfreie Getränke mit 21,77 % den höchsten Anteil aus, gefolgt von der Mobilität mit 16,31 % und der Wohnung 14,85 % [3].

Für das Jahr 2018 wurde eine durchschnittliche Inflation von 16,33 % errechnet [3]. Damit hat die Türkei die höchste Inflationsrate im Vergleich mit EU- und G-20 Ländern. In **Abbildung 104** wird die Entwicklung der durchschnittlichen Inflationsrate im Zeitraum von 2007 bis 2018 gegenüber dem Vorjahr dargestellt [3].

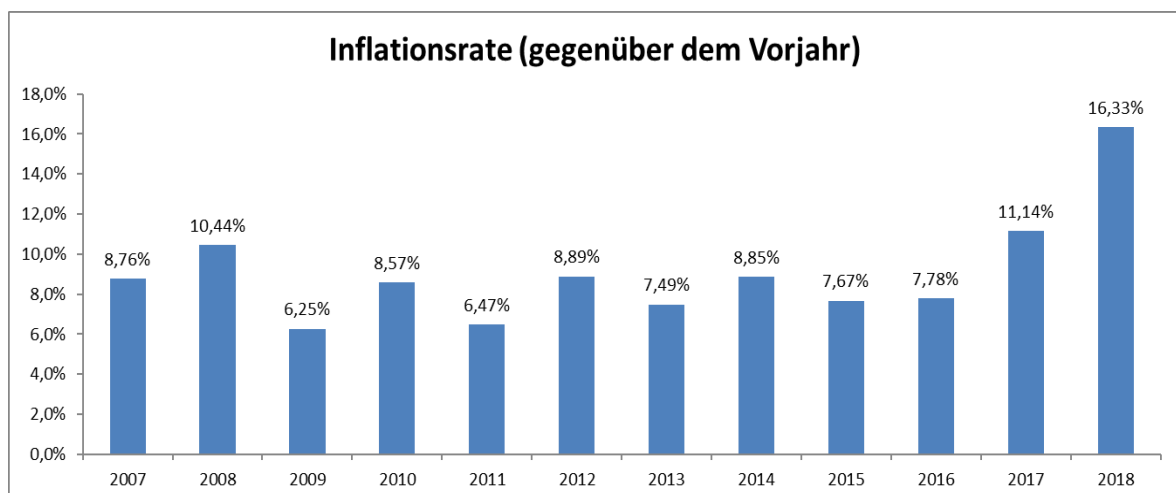


Abbildung 104 Entwicklung der durchschnittlichen Inflationsrate im Zeitraum von 2007 bis 2018 [3] (eigene Darstellung)

Im Jahr 2018 betrug die durchschnittliche Inflationsrate in der Türkei 16,33 % gegenüber dem Vorjahr [81]. Wie aus **Abbildung 104** hervorgeht, stieg die Inflationsrate 2018 auf den höchsten Stand. Sie lag damit deutlich über dem längerfristigen Inflationsziel der Zentralbank der Türkei in Höhe von 6,5 % [81]. Offenbar hat die Türkei lange Zeit die Inflation nicht ausreichend niedrig halten können. Ursache für den Preisanstieg ist die Geldabwertung bzw. chronische Schwäche der türkischen Lira [81]. Die Inflation stieg infolge dieser Währungsabwertung und zunehmenden Importkosten deutlich [81]. Die Abwertung der Lira zum US Dollar beschleunigt die Inflation insbesondere bei Lebensmitteln, Alkohol und Mobilität [81]. Letzteres verteuert sie die Importe des Landes und führt zum Kaufkraftverlust der türkischen Verbraucher.

Die Inflationsrate in der Türkei kletterte im Oktober 2018 mit 25,24 % auf den höchsten Stand und lag im Dezember 2018 bei 20,30 % [3]. In **Abbildung 105** wird die jährliche Veränderung der monatlichen Inflationsrate 2017-2018 dargestellt [3].

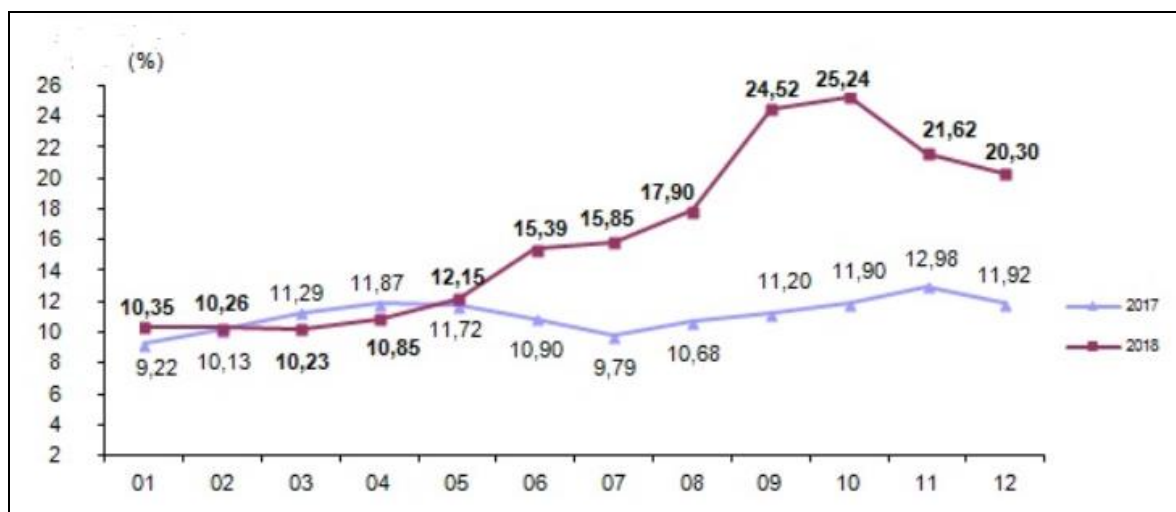


Abbildung 105 Jährliche Veränderung der monatlichen Inflationsrate 2017-2018 [3]

Die höchsten jährlichen preislichen Zunahmen im Dezember 2018 waren bei Haushaltswaren mit 31,36 %, gefolgt von Nahrungsmitteln, alkoholfreien Getränken mit 25,11 % zu verzeichnen [3]. Die Preise für die Wohnung stiegen im Dezember 2018 um 23,73 % [3]. Aufgrund der großen Anteile von Nahrungsmitteln und alkoholfreien Getränken im Warenkorb wird die Inflation nach oben getrieben. Zur Senkung der Inflation bei den Nahrungsmitteln hat die Türkei eine wissenschaftliche Arbeitsgruppe

gebildet, die in diesem Zusammenhang geeignete Maßnahmen empfehlen und zuständige Vertreter in der Politik informieren soll [81]. Im neuen Wirtschaftsprogramm 2019 bis 2021 verkündet die türkische Regierung ein Inflationsziel, wonach die Werte bis 2021 kontinuierlich auf 6 % fallen sollen [80]. Die Inflation bleibt dennoch eine große Herausforderung in der Türkei.

5.3.5. Wechselkursentwicklung

Zum 1. Januar 2005 führte die türkische Zentralbank die „Yeni Türk Lirası“, die Neue Türkische Lira ein, wobei sechs Stellen von der alten türkischen Lira gestrichen wurden [81]. Durch die jahrzehntelang starke Inflation war die Währungsreform notwendig geworden. Durch die Währungsreform hat die Lira deutlich an Stabilität gewonnen und das Geschäftsleben erleichtert.

Änderungen des Wechselkurses können signifikante Auswirkungen auf die gesamtwirtschaftliche Entwicklung eines Landes haben. Die Türkei mit einer freien Marktwirtschaft hat sehr viele international agierende Unternehmen, die eine andere heimische Währung haben und in der Türkei investieren oder Geschäftsbeziehungen (Import/Export) unterhalten [80]. Diese Unternehmen müssen sich auf eventuelle Wechselkursrisiken einstellen. Bei einer Geldaufwertung werden die Exporte teurer und die Importe billiger. Andererseits ist die Aufwertung eher schlecht für die Tourismusbranche, weil ausländische Touristen bei Ihrem Besuch höhere Preise zahlen müssen. Bei einer Geldabwertung werden die Exporte billiger und die Importe teurer. Da die Türkei vom Export und vom Tourismus stark abhängig ist, ist eine Abwertung eher positiv für die türkische Wirtschaft zu bewerten. In **Tabelle 24** wird die Wechselkursentwicklung der türkischen Lira zum Euro und US Dollar dargestellt [81].

Jahresdurchschnitt	Dollar	Euro
Jan 19	5,396 TL	6,162 TL
2018	4,824 TL	5,675 TL
2017	3,655 TL	4,127 TL
2016	3,027 TL	3,347 TL
2015	2,725 TL	3,038 TL
2014	2,191 TL	2,902 TL

Tabelle 24 Wechselkursentwicklung der türkischen Lira im Vergleich zum Euro und zum US Dollar[81] (eigene Darstellung)

In **Abbildung 106** wird eine dreijährliche Entwicklung der türkischen Lira im Vergleich zum US Dollar mit der prozentualen Abwertung zum gegenwärtigen Zeitpunkt dargestellt [81]. **Abbildung 107** enthält die dreijährliche Entwicklung der türkischen Lira im Vergleich zum Euro mit der prozentualen Abwertung zum gegenwärtigen Zeitpunkt [81].



Abbildung 106 Dreijährliche Entwicklung der türkischen Lira im Vergleich zum US Dollar [81]



Abbildung 107 Dreijährliche Entwicklung der türkischen Lira im Vergleich zum Euro [81]

Wie aus den **Abbildungen 106** und **107** hervorgeht, liegt die Abwertung seit 2016 bei 74,7 % im Vergleich zum US Dollar und bei 83,2 % im Vergleich zum Euro [81]. Die starke Inflation führt zur Abwertung der türkischen Lira. Die wirtschaftlichen und politischen Turbulenzen in der Türkei erhöhen den Abwertungsdruck auf die Türkische Lira weiter. Der gescheiterte Putschversuch am 15. Juli 2016 und das Verfassungsreferendum am 16. April 2017 für das Präsidialsystem sind beispielhaft als Einflussfaktoren zu nennen [81]. Um diesen Entwicklungen entgegenzuwirken, versucht die türkische Zentralbank den Leitzins zu erhöhen [81]. Laut der Zentralbank lag der Jahreszinssatz im Januar 2019 bei 22,50 %, der als recht hoch zu bezeichnen ist [81]. Da die Türkei eine flexible Wechselkurspolitik betreibt, sind weitere Schwankungen in der Wechselkursentwicklung zu erwarten.

5.4. Fallstudie IV: Politische Analyse

Dieser Abschnitt umfasst politische Einflussfaktoren der Türkei. Dabei werden die aktuelle politische Situation beleuchtet und politische Inhalte sowie politische Akteure im Kontext mit der EU betrachtet. Politische Entwicklungen können erfahrungsgemäß erheblichen Einfluss auf die Entwicklung eines Landes - verbunden mit Chancen und Risiken – ausüben.

5.4.1. Aktuelle politische Situation in der Türkei

Die Türkei ist gemäß ihrer Verfassung eine demokratische, laizistische, soziale und rechtsstaatliche Republik[65]. Die Türkei ist ein zentral organisierter Staat [65]. Das Territorium ist in 81 Provinzen („il“) mit einer Unterteilung der Bezirke („İlçe“) [65]. An deren Spitze steht jeweils ein Gouverneur („Vali“) bzw. ein Bezirksvorsteher („Kaymakam“), jeweils als Repräsentant der Zentralregierung [65]. Das politische Machtzentrum liegt in der Hauptstadt Ankara. Daneben gibt es Bürgermeister auf der Ebene der Städte und Gemeinden, die von der örtlichen Bevölkerung direkt und mit absoluter Stimmenmehrheit im Abstand von fünf Jahren gewählt werden [65]. Mitglieder der Provinz- und Stadträte werden dagegen über Parteilisten mit relativer Mehrheit gewählt

[65]. Die Kompetenzen sind strikt getrennt. Städte und Gemeinden verfügen nur in relativ geringem Umfang über eigene Einnahmen und sind daher finanziell auf Zuwendungen der Zentralregierung angewiesen [65]. In **Abbildung 108** wird das politische System der Türkei dargestellt, das noch nach der jüngsten Volksabstimmung am 16. April 2017 bis 2019 gilt [65]. Danach wird das Präsidialsystem gemäß einer Verfassungsänderung eingeführt.

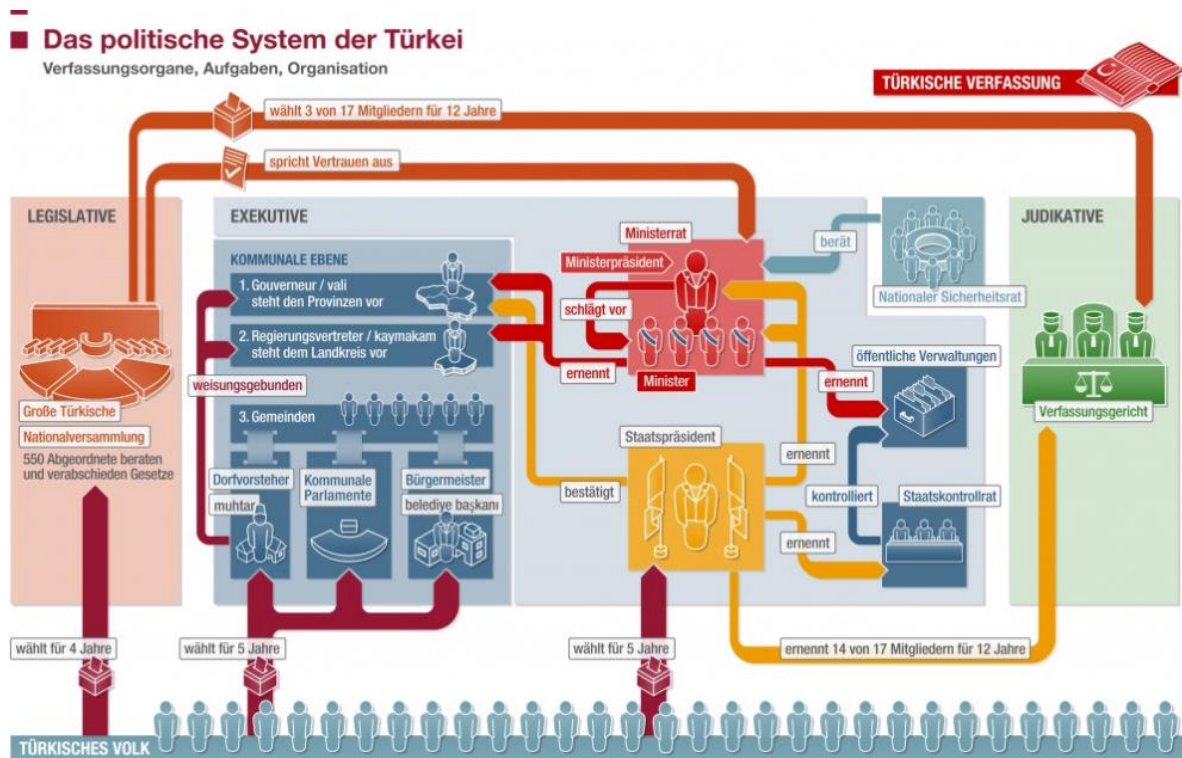


Abbildung 108 Das politische System der Türkei bis 2019 [65]

Die AK-Partei unter Recep Tayyip Erdogan (Partei für Gerechtigkeit und Entwicklung) regiert die Türkei seit 2002 [82]. Die Partei erhielt bei der Parlamentswahl 2002, ein Jahr nach ihrer Gründung, die Mehrheit der Stimmen und gewann seither alle folgenden Parlaments- und Kommunalwahlen [82]. Die AK-Partei bezeichnet sich als „konservativ-demokratische“ Volkspartei und bezieht sich in ihrem Programm positiv auf demokratische Grundsätze, eine Konsenskultur, Grund- und politische Freiheitsrechte sowie eine rechtliche Begrenzung von politischer Macht [82]. Die AK-Partei konnte sich in den letzten Jahren gegen den säkularen Machtblock durchsetzen und ihre politische Macht sichern [82]. 2008 hat die Partei ein Verbotsantrag beim Verfassungsgericht abgewehrt, 2010 ein Referendum zur Verfassungsänderung initiiert und 2011 die Parlamentswahlen erneut gewonnen [82]. Der politische Erfolg der AK-Partei beruht grundsätzlich auf ihrer

Volksnähe, vor allem jedoch auf der dynamischen Wirtschaftsentwicklung seit 2003 [82]. Diese Entwicklung zeichnet sich durch einen beachtlichen Wohlstandsgewinn, den Ausbau sozialer Rechte, eine wesentlich verbesserte Gesundheitsversorgung und verbesserte urbane Infrastrukturen einschließlich Verkehrsnetzwerken aus [82]. Nach der Regierungsbildung im Jahr 2002 hat die AK-Partei politische, juristische und wirtschaftliche Reformen verabschiedet und damit den Status eines EU-Beitrittskandidaten erhalten (2005) [82]. Auch setzte die AK-Partei die Reformen zur Verbesserung der sozialen und wirtschaftlichen Lage der kurdischen Bevölkerung fort. Seit dem 1. Januar 2009 gibt es einen staatlichen Fernsehkanal in kurdischer Sprache [82]. Aktuell existieren viele Fernsehkanäle in kurdischer Sprache [82].

Wie aus **Abbildung 108** hervorgeht, wird das türkische Parlament für vier Jahre gewählt (Mehrheitswahlrecht) [65]. Die AK-Partei hat bei den Wahlen am 7. Juni 2015 ihre absolute Mehrheit verloren [82]. Nachdem die notwendig gewordenen Koalitionsgespräche scheiterten, fanden am 1. November 2015 Neuwahlen statt [82]. Dabei erhielt die AK-Partei 49,5 % der Stimmen (+8,6 %) und gewann mit 317 der 550 Sitze nach den gewonnenen Parlamentswahlen von 2002, 2007 und 2011 erneut die absolute Mehrheit [82]. Hauptoppositionspartei ist die sozialdemokratisch-kemalistische Partei CHP (Republikanische Volkspartei), die unter dem Parteivorsitzenden Kemal Kılıçdaroğlu erneut mit 25,4 % der Stimmen (+0,32 %) zweitstärkste Partei wurde [82]. Die rechts-nationalistische Partei MHP erlitt 11,9 % hohe Verluste (-4,4 %) [82]. Davon profitierte die AK-Partei [82]. Die pro-kurdische Demokratische Partei der Völker HDP erhielt 10,7 % der Stimmen (-2,34 %) [82]. Sie hat damit den Einzug ins Parlament geschafft, denn es gilt eine landesweite Zehn-Prozent-Hürde für den Einzug einer Partei ins Parlament [65].

Am 16. April 2017 wurde in einem Referendum über weitgehende Verfassungsänderungen abgestimmt, welches die größte Systemänderung seit Gründung der Republik herbeiführte [65]. 51,4 % der türkischen Wähler billigten die insgesamt 18 Änderungsartikel, die das Regierungssystem in ein Präsidialsystem überführen [65]. Das Inkrafttreten der Änderungen ist im wesentlichen Punkten erst nach der im Juni 2018 stattgefundenen Parlaments- und Staatspräsidentenwahl vorgesehen gewesen. Einige Regelungen sind jedoch unmittelbar bindend wie zum Beispiel die Abschaffung der Militärgerichtsbarkeit und das Ende des politischen Neutralitätsgebots für den Staatspräsidenten [65]. Daraufhin ist Staatspräsident Erdogan im Mai 2017 wieder der AK-Partei beigetreten und am

21.5.2017 zu ihrem Vorsitzenden gewählt worden [65]. In **Abbildung 109** ist das politische System der Türkei nach der Verfassungsänderung dargestellt [65].

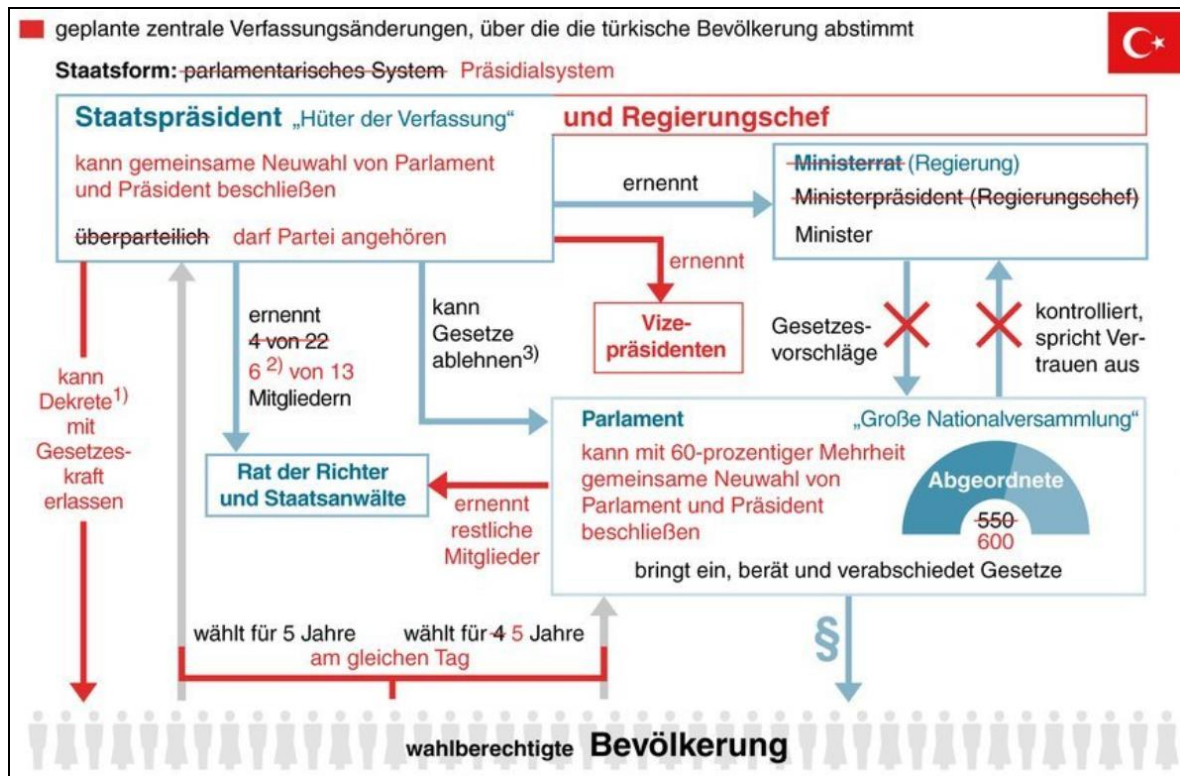


Abbildung 109 Das politische System der Türkei nach der Verfassungsänderung 2017 [65]

Die wichtigsten der Verfassungsänderungen sind im Folgenden kurz geplanten zusammengefasst [82]:

- Der Präsident wird Staats- und Regierungschef, das Amt des Ministerpräsidenten entfällt. Der Präsident darf künftig einer Partei angehören. Er wird von einem Vizepräsidenten vertreten. Der Präsident ist für die Ernennung und Absetzung seiner Stellvertreter und der Minister zuständig.
- Der Präsident kann Dekrete mit Gesetzeskraft erlassen, die mit Veröffentlichung im Amtsanzeiger in Kraft treten.
- Parlament und Präsident werden künftig am selben Tag für die Dauer von fünf Jahren vom Volk gewählt, und zwar erstmals am 3. November 2019.
- Neuwahlen können sowohl das Parlament als auch der Präsident ausrufen, im Parlament ist dafür eine Dreifünftel-Mehrheit notwendig.

- In beiden Fällen werden sowohl das Parlament als auch der Präsident zum gleichen Zeitpunkt neu gewählt - unabhängig davon, welche der beiden Seiten die Neuwahl veranlasst hat.
- Die Amtszeiten des Präsidenten bleiben grundsätzlich auf zwei Wahlperioden begrenzt.

Am 15. Juli 2016 versuchten Teile des türkischen Militärs durch einen Putsch die Regierung zu stürzen [65]. Der Putschversuch ist abgewehrt worden [65]. Es gab 248 Todesopfer und 2.196 Verletzte [65]. Am 20. Juli 2016 wurde der Ausnahmezustand von der Regierung verhängt und am 17. Juli 2018 aufgehoben [65].

Die Türkei gilt als geopolitische Schnittstelle zwischen den sensiblen Regionen Eurasiens, dem Balkan sowie dem Nahen Ostens [65]. Durch ihre strategische Lage kommt dem Land hinsichtlich vieler globaler Herausforderungen wie der Flüchtlingskrise oder der Bekämpfung der Terrororganisationen ISIS, PKK, FETÖ eine wachsende Bedeutung zu [65]. Damit spielt die Sicherheitspolitik eine wichtige Rolle für die innen- und außenpolitische Orientierung der Türkei.

5.4.2. Türkei und EU

Die Türkei strebt schon geraume Zeit eine Mitgliedschaft in der EU an. Dementsprechend setzte sich die türkische Regierung zum Ziel, sich in europäischen Organisationen und Institutionen zu integrieren und ihren Einfluss dort zu wehren. Weiter ist die Türkei Gründungsmitglied der OECD von 1948 und Gründungsmitglied des Europarates von 1949 [83]. Sie ist 1952 der NATO beigetreten [83]. Die vertraglichen Beziehungen zwischen der Europäischen Union und der Türkei gehen auf das Jahr 1963 zurück. Die damalige Europäische Wirtschaftsgemeinschaft hat mit der Türkei ein Assoziierungsabkommen (Abkommen von Ankara) geschlossen, das eine explizite Beitrittsperspektive enthält [83].

Die Bemühungen der Türkei um eine EU-Mitgliedschaft setzten sich nach dem Assoziierungsabkommen fort, zumal schrittweise eine Vollmitgliedschaft angestrebt wurde. Schon 1987 hat die Türkei ein Beitrittsge such gestellt [83], der Antrag wurde

jedoch 1989 abgelehnt [83]. 1996 ist eine Zollunion zwischen der Türkei und der EU realisiert worden [83]. Damit öffnete die Türkei als erstes Land ihre Wirtschaft, ohne vorher Vollmitglied der EU gewesen zu sein. Im Jahr 1999 beschloss der Europäische Rat in Helsinki, dass die Türkei auf Grundlage der politischen Kopenhagener Kriterien Mitglied der EU werden könne [83]. Damit erhielt die Türkei den offiziellen Status eines Beitrittskandidaten der EU. Die 1993 von den Staats- und Regierungschefs der Gemeinschaft in Kopenhagen formulierten Kriterien machen deutlich, dass die Europäische Union eine Rechts- und Wertegemeinschaft (für Toleranz, Gerechtigkeit, Solidarität und Diskriminierungsfreiheit) darstellt und die Beitrittskandidaten zugehörige Rechte garantieren müssen. Nach einem Reformprozess hat die Türkei diese Voraussetzungen geschaffen [83]. Als Folge stellte der Europäische Rat auf dem EU-Gipfel von Brüssel im Dezember 2004 fest, dass die Türkei die politischen Kriterien von Kopenhagen erfüllt und bis zum 3. Oktober 2005 Beitrittsverhandlungen mit der Türkei eröffnet werden sollen [83]. Seither laufen diese Verhandlungen.

Die Beitrittsverhandlungen sind in 35 Kapitel unterteilt [83]. Sie strukturieren den Beitrittsprozess nach Themen wie Justiz und Grundrechte, Energie und Verbraucherschutz [83]. Aktuell sind 16 Kapitel seit Beginn der Beitrittsverhandlungen eröffnet worden, in denen die EU-Standards für eine Mitgliedschaft festgelegt sind [83]. Bislang konnte nur das Kapitel „Wissenschaft und Forschung“ abgehandelt und vorläufig abgeschlossen werden [83]. Alle anderen Kapitel sind bislang nicht eröffnet worden, wobei das Screening abgeschlossen ist [83]. Das Screening bzw. die analytische Überprüfung stellt die Vorbereitungsphase der Beitrittsverhandlungen dar: Das jeweilige Kandidatenland soll sich mit der EU-Gesetzgebung vertraut machen und nachweisen, dass es zu deren Umsetzung in der Lage ist.

Es ist hauptsächlich dem Zypern-Konflikt geschuldet, dass Kapitel ungeöffnet geblieben und infolge dessen keine Kapitel abgeschlossen worden sind [83]. Dadurch werden die Verhandlungen teilweise ausgesetzt. Mit der Erweiterung der EU im Jahr 2004 war die Integration der neuen EU-Mitgliedstaaten in die Zollunion notwendig. In diesem Zusammenhang hat die Türkei das sogenannte Ankara-Protokoll am 29. Juli 2005 unterzeichnet [83]. Dabei hat die Türkei einseitige Erklärung abgegeben, dass keine Anerkennung durch die Türkei für die Republik Zypern vor einer Gesamtlösung des Zypernkonflikts erfolgt und sich die Zollunion nicht auf Zypern beziehen soll [83]. Die

Umsetzung des Zusatzprotokolls für die Republik Zypern ist abhängig von der Zustimmung der Republik Zypern zu einem Direkthandel der „Türkischen Republik Nordzypern“ mit der EU.

2013 und 2015 kam es zu einer Intensivierung der Beitrittsverhandlungen. Im Dezember 2013 haben die EU und die Türkei ein Rückübernahmeabkommen unterzeichnet, um illegale Einwanderung nach Europa zu verhindern [83]. Im Gegenzug wurde der Prozess der Visaliberalisierung mit 72 Bedingungen begonnen. Im zeitlichen Zusammenhang wurde das 22. Verhandlungskapitel (Regionalpolitik) geöffnet. Im November 2015 hat die EU einen Aktionsplan mit der Türkei für die Bewältigung der Flüchtlingskrise aus dem Bürgerkriegsland Syrien und anderen Ländern beschlossen. Nach diesem Aktionsplan haben sich die EU und die Türkei am 18. März 2016 auf einen Flüchtlingspakt geeinigt, der dazu führen soll, dass weniger Menschen Europa erreichen, um dort Asyl beantragen zu können. Im Gegenzug wollte die EU die Auszahlung der ursprünglich veranschlagten 3 Mrd. Euro zur Befriedung der unmittelbaren humanitären Bedürfnisse der in der Türkei befindlichen Flüchtlinge sowie ihrer Entwicklungsbedürfnisse beschleunigen [83]. Darüber hinaus sagte die EU die Bereitstellung weiterer Mittel bis zu einer Höhe von 3 Mrd. Euro bis Ende 2018 zu [83]. In diesem Zusammenhang konnten das 17. Verhandlungskapitel (Wirtschafts- und Währungspolitik) im Dezember 2015 und das 33. Verhandlungskapitel (Finanz- und Haushaltsvorschriften) im Juni 2016 zuletzt geöffnet werden[83].

Zukünftig bestehen große Herausforderungen bei den weiteren Verhandlungen zwischen der EU und Türkei. Die Überarbeitung der Zollunion, die weitere Eröffnung von Verhandlungskapiteln, eine strikte Erfüllung der Kopenhagener Kriterien, die vollständige Umsetzung des Ankara-Protokolls im Zusammenhang mit dem Zypernkonflikt, die Erfüllung der Flüchtlingsvereinbarung, die Rolle der Türkei in der NATO und die Visaerleichterungen sind wichtige Themen, die in den nächsten Jahren auf der Agenda stehen und im Vorfeld eines EU-Beitritts der Türkei verhandelt werden müssen [83]. Die Türkei und die EU haben gegenseitige Interessen. Einerseits schafft die geostrategische Lage der Türkei im Falle ihrer Einbindung mehr Sicherheit für die EU. Andererseits ist ein Beitritt zur EU die wirkungsvollste Unterstützung des wirtschaftlichen und demokratischen Reformprozesses in der Türkei. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt einigten sich alle Mitgliedsländer, dass die Verhandlungen mit der Türkei nicht ausgeweitet und keine weiteren Beitrittskapitel eröffnet werden dürfen. EU und Türkei halten aber immer noch

die Gesprächskanäle offen und wollen die Beitrittsgespräche nicht beenden. Es wird sicherlich noch ein langer Weg sein, bis die Beitrittsverhandlungen in einen tatsächlichen EU-Beitritt der Türkei münden. Die türkische Regierung hat sich dafür einen Zeitrahmen gesetzt [83]: Bis zum Jahr 2023 will das Land die Aufnahme in die EU geschafft haben.

6. Marktchancen und Risiken Erneuerbare Energien in der Türkei

In den vorherigen drei Kapiteln wurde die gegenwärtige und als wahrscheinlich erachtete zukünftige Situation Erneuerbarer Energien in der Türkei dargestellt sowie der türkische Energiemarkt erläutert. Des Weiteren wurde eine STEP-Analyse durchgeführt. Aus diesen Kapiteln lassen sich Marktchancen und Risikofaktoren ableiten, worauf im Folgenden näher eingegangen werden soll. Dabei werden gewonnene Erkenntnisse im Rahmen einer SWOT-Analyse gegenübergestellt.

6.1. Marktchancen für die Investition Erneuerbare Energien

Die Situation für Erneuerbare Energien in der Türkei wie folgt zusammenfassen:

Wasserkraft: Durch die Privatisierung des türkischen Energiemarktes und neue gesetzliche Bestimmungen (das Erneuerbaren Energiegesetz Nr. 5346, verabschiedet am 10.05.2005 und das Strommarktgesetz Nr. 6446, verabschiedet am 30.03.2013) bestehen - wie erläutert- noch hohe Potenziale für die Gewinnung elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen. Ihr Ausbau wird in den nächsten Jahren weiter stark wachsen. Dabei setzt die türkische Regierung auf private Unternehmen. Insgesamt sollen noch 16.387 MW Leistung von privaten Firmen installiert werden, um vorhandene Wasserkraftkapazitäten zu nutzen, insbesondere im Form von Flusskraftwerken, die sich durch relativ niedrige Investitionsvolumina auszeichnen.

Windenergie: In der Türkei finden sich -wie schon dargestellt- hervorragende Windbedingungen von über 8 - 9 m/s und 2.500 bis 3.800 Volllaststunden jährlich mit großen Flächen zur Nutzung der Windenergie. Weiter bieten die Provinzen Balikesir, Izmir

und Canakkale gute Möglichkeiten für die Realisierbarkeit von Onshore-Windenenergieanlagen. Bis zum Jahr 2023 sind noch 14.249 MW Leistung von Windenergieunternehmen wirtschaftlich realisierbar mit gesicherten Vergütungen und Abnahmegarantien [36].

Sonnenenergie: Aufgrund der hohen Strahlungsintensität verfügt die Türkei ebenfalls über ein hohes Potenzial für Photovoltaikanlagen. Der sich noch in der Einführungsphase befindende Photovoltaikmarkt hat großes Investitionspotenzial für kleine und mittlere Unternehmen, um lizenzfreie Photovoltaikanlagen zu implementieren. Die gewünschte Sonneneinstrahlung und das große Flächenangebot ermöglichen es, die Dächer der Industriegebäude und der Häuser mit Photovoltaikanlagen auszustatten. Die Kapazitäten der Photovoltaikanlagen sollen bis zum Jahr 2023 auf 5.000 MW gesteigert werden [37].

Geothermie: Die Ägäis-Region in der Türkei hat aussichtsreiche geothermische Energiepotenziale. Tiefe Geothermie in dieser Region ist für die Stromerzeugung sehr geeignet. Das bis jetzt noch nicht erschlossene Potenzial für die geothermische Stromproduktion und die hohen Einspeisevergütungen mit den Abnahmegarantien von 10 Jahren schaffen lukrative Investitionsmöglichkeiten in zugehörige Kraftwerke. Die türkische Regierung fördert das Engagement der Firmen und gibt immer mehr Gebiete für solche Projekte frei, um die Geothermie sowohl für direkte Wärmenutzung als auch für die geothermische Stromproduktion auszuschöpfen [46].

Bioenergie: Die Potenziale für die Biogasgewinnung aus Energiepflanzen sowie organischen Reststoffen aus der Landwirtschaft, der Agrarindustrie und Abfallmengen sind noch nicht energetisch ausgeschöpft. Die Kommunen zeigen Interesse an der Verwertung von Abfallmengen für die Biogasgewinnung und arbeiten mit ausländischen Partnern zusammen. Vom Biogas betroffen sind auch die Bereiche der Mülltrennung, Kompostierung, Rückgewinnung von Reststoffen, sowie die systematische Energiegewinnung aus Deponien. Die Bioenergie bietet erhebliches Wachstumspotenzial: Bis zum Jahr 2023 sollen die installierten Leistungen auf 1.000 MW gesteigert werden [37].

Die Energieimporte (Erdöl und Gas) und die steigende Stromnachfrage zwingen die Türkei zur Nutzung von Erneuerbaren, heimisch gewonnenen Energien. Daher wird die Förderung

von Erneuerbaren Energien politisch und strategisch relevant angesehen [58]. Die Ziele für die Vision 2023 sind fest definiert. Der liberale Energiemarkt mit neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen und Regulierungsbehörden schafft planbare rechtliche Grundlagen für Investitionen. Durch die neuen gesetzlichen Bestimmungen sind die Risiken für einen Markteintritt reduziert. Für die Stromerzeugung gewährt die Türkei garantierte Einspeisevergütungen und gewährleistet dazu noch eine Abnahmegarantie für zehn Jahre. Die Vergütungssätze sind unterschiedlich und werden in US-Dollar fakturiert, um die Einspeisevergütungen und die Investitionen von den Währungsschwankungen zu entkoppeln, so dass weitestgehend Planungssicherheit besteht.

Die aufstrebende türkische Industrie mit zunehmender internationaler Orientierung benötigt fortgeschrittene Technologien und moderne Ausrüstungen zur Stärkung ihrer Wettbewerbsfähigkeit auf den Weltmärkten. Zudem bietet die Türkei -wie bereits vermerkt- eine Local-Content-Förderung, wenn Komponenten der Anlagen in der Türkei hergestellt werden. Diese Bonus-Vergütung macht den Markt um einiges attraktiver. Die Investoren erhalten eine Subventionierung in Form von Bonus-Vergütungen für Anlagenkomponenten „Made in Turkey“, die in Kapitel 4.3 bereits dargestellt wurden. Damit soll die hohe Importabhängigkeit für Komponenten und generelle Technologien verringert werden. Auf der anderen Seite wird damit ein spezifischer Wirtschaftszweig etabliert.

Im Rahmen der staatlichen Investitionsförderungen gewährt die Türkei den Unternehmen im Energiesektor Steuererleichterungen und andere finanzielle Vergünstigungen. Die Befreiung von Einfuhrabgaben und der Mehrwertsteuer für importierte Maschinen und Anlagen sind eines der wichtigsten finanziellen Vergünstigungen.

6.2. Markthemmnisse und Risiken Erneuerbare Energien

Investitionen benötigen nachvollziehbare Planungssicherheit, um ein Projekt sicher und in einem angemessenen Zeitraum umzusetzen. Obwohl die Genehmigungsverfahren für die Lizenzierung Erneuerbarer Energien in den letzten Jahren in der Türkei verbessert wurde, ist weiterhin grundsätzlich mit hinderlichen Bedingungen und langwierigen Bürokratie- und Verwaltungsgängen zu rechnen. Der administrative Aufwand für Erneuerbare Energie-

Projekte ist nach [89] sehr hoch. Als Beispiel ist zu berichten, dass allein bei Windparkprojekten die erforderliche Messung von Windgeschwindigkeiten durch die zuständige Behörde etwa ein Jahr in Anspruch nimmt [99]. Daher fordert die Bürokratie viel Geduld und Zeit bei Neuinvestitionen.

Lokale Strukturen zur Einspeisung von Strom aus Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen müssen überarbeitet bzw. entwickelt werden [58]. Schlechte infrastrukturelle Bedingungen führen dazu, dass Erneuerbare Energien nicht vollständig genutzt werden können und damit ein Hindernis für die Machbarkeit darstellt [100]. So müssen Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen ans Stromnetz angeschlossen und Strom eingespeist werden. Es fehlen jedoch zugehörige Stromanschlüsse [89]. Darüber hinaus ist das Übertragungsnetz veraltet und muss modernisiert werden [102]. Weiterhin kommen technische und finanzielle Probleme in Bezug auf Netzkapazitäten in der Türkei hinzu [101]. Die geringen Kapazitäten der Umspannwerke verzögern oder verhindern den Anschluss an das Stromnetz [89]. So erlaubt der Netzübertragungsbetreiber TEIAS, die geplanten Windkraftanlagen nur bis zu einer bestimmten Grenze ans Netz zu bringen [38].

Zu starke Eingriffe in die Natur und die Zerstörung der Landschaft führen zu den Konflikten im Gebiet mit den Einwohnern [4]. Demonstrationen und Bürgerinitiativen von Einheimischen verhindern oder verzögern die Machbarkeit der Investition in Wasser- oder Geothermiekraftwerke [103]. Insbesondere bei der geothermischen Stromgewinnung gibt es weiterhin große technische, ökonomische und umweltbezogene Schwierigkeiten, weshalb dieser Bereich als zu risikoreich für private Investitionen in der Türkei gilt [102]. Die Potenzialerhebung der tiefen Geothermie kann technisch sehr aufwendig und unwirtschaftlich sein [102]. Die Beeinflussung der Umwelt durch Bohrprozesse ist sehr groß bei der Geothermie [102].

Durch das fehlende technische Know-how und fehlende Kenntnisse zum Stand der Technik ergeben sich weitere Machbarkeitsrisiken für den türkischen Markt im Bereich Erneuerbare Energien [99]. Das technische Know-how muss in die Türkei transferiert werden [89]. Aufgrund des ineffizienten Berufsausbildungs- und Hochschulsystems kann der Markt dabei unter einem Mangel an qualifizierten Arbeitskräften leiden [101]. Hohe Importabhängigkeit für die Komponenten und Technologien führt zur Einschränkung mit Blick auf einen Markteintritt [100].

Innenpolitische Konflikte und geopolitische Instabilität stellen weitere Marktrisiken dar [65]. Die Kurdenfrage sorgt immer noch für ein Konfliktpotenzial und steigert Stadt-Land Disparitäten in der Türkei. Die geopolitische Instabilität führt zum Einbruch von Exportmärkten. Die Instabilität in den Nachbarländern wie Irak und Syrien beeinträchtigt die Türkei mit sicherheitspolitischen und wirtschaftlichen Risiken ebenfalls [100]. Die Türkei kämpft seit Jahren gegen viele Terrororganisationen. Die sicherheitspolitische Lage drückt die Investitionsstimmung im Land [89]. Schleppende EU-Verhandlungen überschatten wirtschaftliche Vorteile [100].

Die Fallstudien vom letzten Kapitel zeigen noch weitere Nachteile, auf die Investoren bei einem möglichen Markteintritt ein besonderes Augenmerk haben sollten. Das hohe Handelsbilanzdefizit ist ein Risikofaktor für die türkische Wirtschaft [89]. Die Wechselkursschwankungen führen zu Preissteigerungen für importierte Waren [100]. Die Währungsinstabilität verschlechtert die Planungssicherheit. Das ineffiziente und langwierige Rechtssystem in der Türkei macht es für Unternehmen teilweise schwierig, ihre Rechtsansprüche vor dem Gericht tatsächlich schnell durchzusetzen [99].

6.3. SWOT-Analyse für die Investition Erneuerbare Energien in der Türkei

Die Unternehmen, die in die Türkei investieren wollen, sollten bei ihrer Entscheidung für die Investition in Erneuerbare Energien und einen Markteintritt das Stärken-Schwächen-Profil und die damit verbundenen Chancen und Risiken (SWOT-Analyse) abwägen. Die in den Kapiteln 6.1 und 6.2 erläuterten Stärken und Schwächen und die damit verbundenen Chancen und Risiken sind in dieser SWOT-Analyse tabellarisch zusammengestellt. Dadurch werden gewonnene Erkenntnisse in einer Übersicht zusammengefasst. **Tabelle 25** beinhaltet das Stärken-Schwächen-Profil, **Tabelle 26** die Chancen und Risiken.

Strengths (Stärken)	Weaknesses (Schwächen)
<ul style="list-style-type: none"> • Vorhandene Wasserkraftkapazität noch zu installieren von privaten Firmen • Niedrige Investitionsvolumina für die Errichtung von Flusskraftwerken von privaten Firmen • Ideale natürliche Windbedingungen und ein großes Flächenangebot zur Nutzung der Windenergie • Optimale Strahlungsintensität für die Sonnenenergie • Aussichtsreiche Potenziale an geothermischer Energie • Große Waldflächen für feste Biobrennstoffe • Biogasanlagen in jeder Größe möglich • Ungenutzte Abfallmengen für die Biogasgewinnung • Liberaler Energiemarkt mit neuem gesetzlichen Rahmen • Viele lokale Kooperationspartner für die Zusammenarbeit im Bereich von Erneuerbaren Energien • Fest definierte Ziele für Erneuerbare Energien (Vision 2023) • Geografische und kulturelle Mittlerposition zwischen Europa, Nahost und Zentralasien • Großer, dynamischer Binnenmarkt • Junge, wachsende Bevölkerung • Große Wachstumsdynamik (5-8 %) • Mittel- und langfristig gute Wachstumsperspektive 	<ul style="list-style-type: none"> • Schwerfällige Bürokratie für die Lizenzierung • Hinderliche Infrastrukturelle Bedingungen zur Einspeisung des Stroms aus Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen • Fehlendes Know-how und Unkenntnis des Standes der Technik. • Hohe Importabhängigkeit für Komponenten und Technologien • Wettbewerb zwischen energetischer Nutzung und Lebensmittelerzeugung im Fall der Bioenergie • BtL ist nicht präsent und zugehörige Technologie nicht vorhanden • Hohe Abhängigkeit von externen Erdöl- und Gaslieferungen • Ineffiziente Berufsausbildungs- und Hochschulsysteme • Hohes Handelsbilanzdefizit • Stadt-Land Disparitäten • Hohe Jugendarbeitslosigkeit • Innenpolitische Konflikte • Geopolitische Instabilität

<ul style="list-style-type: none"> • Qualifizierte Arbeitskräfte, motivierte Arbeitnehmerschaft • Gut entwickelte Industriebasis • Präsenz der Großkonzerne • Beträchtliche Lohnkostenvorteile • Starke Einbindung in den Außenhandel und in die Globalwirtschaft • Steigende F&E-Ausgaben und neues F&E-Reformpaket mit attraktiven Förderungen • Zollunion mit der EU 	
--	--

Tabelle 25 Die Stärken und Schwächen der Türkei (Eigene Darstellung in Anlehnung an die Kapitel 3, Kapitel 4 und Kapitel 5)

Opportunities (Chancen)	Threats (Risiken)
<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Potenziale für den Ausbau der Wasserkraftanlagen • Noch nicht erschlossenes Potenzial für die geothermische Stromproduktion • Großer Wachstumsmarkt für die Windenergie • Großes Investitionspotenzial für Dachanlagen (Photovoltaikmarkt) • Großes Interesse von Kommunen zur Verwertung von Abfallmengen für die Biogasgewinnung • Hohe Potenziale landwirtschaftlicher Reststoffe zur Errichtung von Biogasanlagen • Beimischung von Biodiesel ab 2018 • Verringerung von Treibhausgasen und gute CO₂-Bilanz 	<ul style="list-style-type: none"> • Eingriffe in die Natur und bzw. Landschaft führen zu Konflikten mit den Einwohnern (insbesondere im Bereich der Wasserkraft und Geothermie) • Potenzialerhebungsrisiko bei Geothermie • Veraltetes Stromübertragungsnetz mit Modernisierungsbedarf • Geringe Kapazitäten der Umspannwerke • Finanzierungsmöglichkeiten im Land bei Erneuerbaren Energien relativ gering • Einbruch von Exportmärkten • Wechselkursschwankungen und Währungsinstabilität

<ul style="list-style-type: none"> • Unterstützung durch die zukünftige Energiepolitik der Regierung für Erneuerbare Energien • Steigende Stromnachfrage • Gesicherte Vergütung mit Abnahmegarantien bei allen Erneuerbaren Energiearten • Unterschiedliche Vergütungssätze für verschiedene Erneuerbare Energiequellen in US-Dollar • Subventionierung im Form von Bonus-Vergütungen für Anlagenkomponenten „Made in Turkey“ als sogenannte Local-Content-Förderung • Chancen für die lokale Fertigung hochwertiger Komponenten und Waren • Hohe Abhängigkeit von Öl- und Gasimporten zwingt die Türkei zur Nutzung von Erneuerbaren Energien • Starker Ausbau der Verkehrsinfrastruktur • Starker Ausbau von Informations- und Kommunikationstechnologien • Starkes wirtschaftliche Wachstum • Rolle der Türkei als Drehscheibe zwischen Europa, Nahost und Zentralasien • Marktzugang in angrenzende Länder • Perspektive als EU-Mitglied 	<ul style="list-style-type: none"> • Beeinträchtigung durch kriegsrische Konflikte in Regionen • Sicherheitspolitische Risiken aufgrund der Bekämpfung von Terrorgruppen • Schleppende Verhandlungen mit der EU
---	--

Tabelle 26 Chancen und Risiken der Türkei (Eigene Darstellung in Anlehnung an die Kapitel 3, Kapitel 4 und Kapitel 5)

Für Unternehmen, die im Bereich Erneuerbarer Energien gute Fachkenntnisse besitzen, bietet die Türkei sehr gute Chancen, exzellente geographische Voraussetzungen und große

ökonomische Potenziale, woraus gute Geschäftsperspektiven erwachsen. Die in diesem Abschnitt genannten Stärken sind für internationale Unternehmen attraktiv. Hindernisse wie Bürokratie, Rechtsangelegenheiten, Genehmigungsverfahren haben sich nach eigenen Beobachtungen in den letzten Jahren deutlich abgeschwächt, so dass sich Investitionsklima insgesamt verbessert. Sicherheitspolitisch ist die Lage weiter zu beobachten.

7. Erneuerbare Energien zur Verringerung von Treibhausgasen in der Türkei

Es wird - wie bereits vermerkt - das Ziel verfolgt, den weiteren Zuwachs der Treibhausgasemission zu verringern und damit einen Beitrag zur Eindämmung der Erderwärmung zu leisten [84]. Gemäß dem türkischen Beitrag zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über den Klimawandel (United Nations Framework Convention on Climate Change) von Paris sollen die gesamten Treibhausgasemissionen im Land bis 2030 von den ursprünglich veranschlagten 1.175 Mio. t um 21 % auf 929 Mio. t CO₂-Äquivalente reduziert werden, wie aus der **Tabelle 27** hervorgeht [84]. Die Pro-Kopf-Emission wird damit von 13,3 auf 10,5 t sinken. In **Tabelle 27** ist die erwartete Treibhausgasemission in der Türkei im Zeitraum von 2018-2030 dargestellt [84].

Jahr	Ursprüngliches Referenz-Szenario (in Mio. t CO ₂ -Äquivalent)	Szenario mit reduzierter Emission (in Mio. t CO ₂ -Äquivalent)
2018	572	535
2020	673	599
2023	843	717
2025	934	790
2030	1.175	929

Tabelle 27 Erwartete Treibhausgasemissionen in der Türkei 2018-2030 [84]

Neben dem Beitrag zum Klimaschutz ermöglicht die Implementation regenerativer Energieerzeuger die Reduzierung der Abhängigkeit von Energierohstoffimporten. Die Substitution vom importierten Erdgas zur Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien soll einem Beitrag in Höhe von 47 Mio. t CO₂ im Jahr 2023 leisten [85]. Die gesamten Treibhausgasemissionen sollen im Land im Jahr 2023 von den ursprünglich veranschlagten

843 Mio. t um 15 % auf 717 Mio. t CO₂-Äquivalent reduziert werden, wie aus der **Tabelle 27** hervorgeht [84]. 37 % der Reduzierung kann damit durch Erneuerbare Energien realisiert werden. In **Abbildung 110** sind erwartete Treibhausgasemissionen graphisch dargestellt. Das Szenario mit reduzierter Emission basiert auf den Treibhausgasemissionen aus dem Jahr 2012 und hat eine exponentielle Steigung [84].

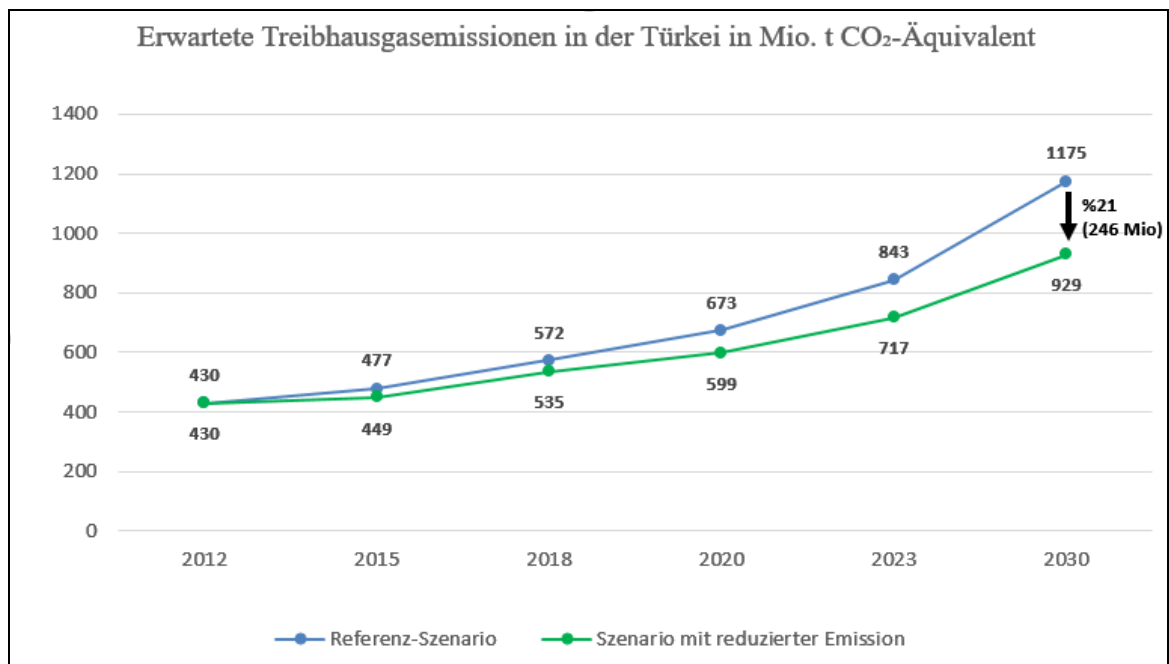


Abbildung 110 Graphische Darstellung erwarteter Treibhausgasemissionen in der Türkei [84]

8. Ausgleichszenario Erneuerbarer Energien in der Türkei

Das Angebot Erneuerbarer Energien wie Windenergie und Sonnenenergie ist starken Schwankungen unterworfen. Wind- und Sonnenenergie sind angebotsorientierte Energiearten [45], die Erzeugung unterliegt meteorologischen Gegebenheiten und liefert einen zeitlich fluktuierenden Output [45]. Die Sonneneinstrahlungswerte bei Photovoltaikanlagen hängen über den Sonnenstand von der Tageszeit ab [14]. Lokale Windverhältnisse und die Jahreszeitschwankung (Windgeschwindigkeit und Windrichtung) weisen bei Windenergieanlagen relativ geringe Volllaststunden auf [9]. Daraus entstehen Engpässe, weil der elektrische Energiebedarf vorhanden ist und gedeckt werden muss. Große Wasserkraftanlagen, geothermale Systeme, die meisten Biomasse-Anlagen sind hingegen in der Lage, Grund- und Spitzenlast zur Verfügung zu stellen [45].

Die Integration schwankender Stromerzeuger aus Erneuerbaren Energien stellt eine erhebliche Herausforderung dar.

Die Wasserkraftanlagen zeigen in der Türkei durch Regenzeiten eine deutliche Jahreszeitenschwankung, die teilweise durch Speicherung in Stauseen ausgeglichen werden kann [49]. Andererseits kann das schwankende Stromangebot von Wind- und Sonnenenergie durch Erzeugungsmanagement mit Geothermie und Bioenergie in der Türkei ausgeglichen werden. Für die Stromerzeugung aus Bioenergie ist wegen der guten Lagerbarkeit eine Abhängigkeit von der Jahreszeit weniger gegeben [45]. Das Potenzial der Bioenergie zur Stromerzeugung ist hoch und bislang in der Türkei weitgehend ungenutzt [45]. Geothermie ist eine zuverlässige Erneuerbare Energie, die zu jeder Jahreszeit verfügbar und wetterunabhängig ist [45]. Wie aus dem Kapitel 3.5 hervorgeht, hat die Türkei weltweit das fünftgrößte Potenzial an geothermischer Energie. In diesem Kapitel werden Geothermie und Bioenergie in der Türkei als Ausgleichselemente in Betracht gezogen. Die Ausgleichszenarien werden für die Zukunft dargestellt, so dass eine Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien in den Fokus genommen wird.

8.1. Geothermie und Bioenergie als Ausgleichselemente in der Türkei

Die geographische Lage der Türkei bietet theoretisch hohe Potenziale für die Geothermie mit einer Leistung von 31.500 MW [37]. Das kann zu einer jährlichen Stromproduktion von ca. 160.000 GWh führen [37].

Die Türkei hat eine Landesfläche von 783.562 km² [3], die wie folgt aufgeteilt ist: 34 % Agrarfläche, 15 % Weidefläche, 26 % Waldfläche, 25 % sonstige Fläche (Wasserfläche, Wohnfläche usw.) [80]. Mit rund 38,2 Mio. ha (Hektar) wird knapp die Hälfte der Fläche landwirtschaftlich genutzt, wobei sich davon etwa 24 Mio. ha sich zurzeit tatsächlich in Bearbeitung befinden [3]: Etwa 20 Mio. ha sind für den Getreideanbau vorgesehen, 4 Mio. ha für Obst und Gemüse [3]. Die restlichen Flächen mit rund 14 Mio. ha stellen noch ungenutzte Potenziale dar [3]. Diese Fläche ist etwa doppelt so groß wie Bayern. Die Tendenz der Flächennutzung ist allerdings noch weiterhin sinkend. Die Landwirtschaft in der Türkei gibt die Bodennutzung aus Gründen mangelnder Rentabilität und ineffizienter

Ressourcennutzung auf. Die durchschnittliche Betriebsgröße liegt bei 5,9 ha [80]. Im Vergleich dazu liegt sie in Großbritannien bei 53,8 ha, in Frankreich bei 52,1 ha, in Deutschland bei 45,7 ha und in Spanien bei 23,8 ha [80]. Hierzu hat die Türkei im April 2014 eine Bodenreform eingeleitet, um die weitergehende Parzellierung der Landwirtschaftsflächen zu verhindern. In diesem Rahmen sollen die Flurbereinigung vorangetrieben und die Vergrößerung der Betriebsgröße sowie die Verbesserung der Infrastruktur gewährleistet werden. Die Betriebsgröße ist erforderlich für die effiziente Ressourcennutzung. Es ist vorgesehen, dass die Flächen zur landwirtschaftlichen Nutzung verkauft oder vermietet werden müssen [88]. Weiter ist geplant, jedes Jahr eine Fläche von einer Million Hektar zu bereinigen [88]. Durch die Flurbereinigung werden zersplitterte Landwirtschaftsflächen neu eingeteilt und zusammengelegt. Bis 2023 sollen 14 Mio. ha Ackerland zusammengelegt und großflächig bewirtschaftet werden [88]. Dadurch stehen diese Flächen nicht nur für die Lebensmittelindustrie sondern auch für den Energiepflanzenanbau zur Verfügung.

Weiter können tierische und pflanzliche Abfallprodukte sowie landwirtschaftliche Reste für die Biogasgewinnung genutzt werden. Wie aus dem Kapitel 3.6 hervorgeht, ist das Potenzial der Biogasgewinnung aus organischen Reststoffen der Landwirtschaft und Abfallmengen hoch und bislang noch ungenutzt. Dieses Potenzial kann zu einer jährlichen Stromproduktion von ca. 100.000 GWh mit ca. 8,6 MTÖE im Jahr führen [37].

Wie aus dem Kapitel 3.6 hervorgeht, verfügen die Waldflächen über ein großes Bewirtschaftungspotenzial. Dadurch wird ein Wachstum des Sektors Energie-Forstwirtschaft im Land erwartet. Das verstärkt ebenfalls die bioenergetische Nutzung, wovon auch die Stromerzeugung profitiert.

Bisher sind in der Arbeit die Ausbauziele für 2023 ausführlich dargestellt worden. In folgendem Teil der Arbeit werden die Szenarien für eine vollständige Nutzung der Geothermie und der Bioenergie betrachtet. Es werden zukünftige Entwicklungen und Szenarien in Zeitreihen erstellt, die als Ausgleichselemente zur Stromerzeugung dienen. Mit der Betrachtung der Ausgleichselemente werden installierte Kapazitäts- und Erzeugungsszenarien bis 2050 simuliert, die eine Energiewende in der Türkei ermöglichen. Für die Szenarien wird das strategische Ziel 2023 zugrunde gelegt. Die Szenarien zeigen Wege auf, wie eine vollständige erneuerbare Stromversorgung möglich wird.

8.2. Base-Case-Szenario

Die heutige, weitgehend auf thermischer Leistung wie Gaskraftwerke und Kohlekraftwerke beruhende Stromerzeugung ist mit einer nachhaltigen Entwicklung schwer zu vereinbaren [80]. Ohne massiven Ausbau Erneuerbarer Energien wird die Verringerung von Treibhausgasemissionen und der damit einhergehende Beitrag zur weiteren Verhinderung des Klimawandels nicht möglich sein [84]. Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zahlt sich nicht nur wegen vermiedener ökologischer Risiken und zugehöriger Folgekosten aus: Aufgrund der Verknappung der fossilen Energieträger werden die Preise dieser über längere Zeiträume betrachtet voraussichtlich weiter steigen, während die Kosten der Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien, wie auch aus den letzten Jahren zu erkennen ist, sinken [45]. Sie sind schon heute wettbewerbsfähig [101]. Aufgrund dieser Faktoren ist der Umstieg zu einer auf Erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung, die eine Vollversorgung für die Zukunft ermöglicht, unausweichlich. In **Tabelle 28** wird die Entwicklung der Stromleistung und Stromerzeugung nach dem Base-Case-Szenario in den Jahren 2023-2050 dargestellt.

Base-Case-Szenario (Stromleistung in MW)	2023	2030	2040	2050	Base-Case-Szenario (Stromerzeugung in GWh)	2023	2030	2040	2050
Termisch	64.000	46.000	15.000	0	Termisch	253.000	184.000	60.000	0
Wasserkraft	34.000	45.321	59.212	73.103	Wasserkraft	91.800	137.776	180.005	222.233
Windenergie-onshore	20.000	23.220	35.698	48.176	Windenergie-onshore	50.000	58.051	89.246	120.441
Windenergie-offshore	0	5.000	12.000	17.393	Windenergie-offshore	0	15.000	36.000	52.179
Sonnenenergie- Freiflächenanlagen	5.000	9.004	14.840	20.677	Sonnenenergie- Freiflächenanlagen	8.000	14.406	23.745	33.083
Sonnenenergie- Aufdachanlagen	0	5.000	8.000	10.000	Sonnenenergie- Aufdachanlagen	0	8.000	12.800	16.000
Geothermie	1.000	12.000	26.000	31.500	Geothermie	5.100	61.200	132.600	160.000
Bioenergie	1.000	8.000	22.000	25.000	Bioenergie	4.100	32.800	90.200	102.500
Gesamt	125.000	153.545	192.751	225.849	Gesamt	412.000	511.233	624.595	706.436
					Stromnachfrage	411.938	506.632	617.581	682.194
					Der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromnachfrage in %	39%	65%	91%	104%

Tabelle 28 Tabellarische Darstellung der Stromleistung und Stromerzeugung nach dem Base-Case-Szenario 2023-2050 (eigene Darstellung)

Randbedingungen:

Folgende Randbedingungen gelten für Base-Case-Szenario sowie für weitere Szenarien:

- Zugrunde liegen die strategischen Energieziele 2023. Die Entwicklung der Stromleistung und Stromerzeugung basiert auf Informationen aus Kapitel 4.2.

- Die mittlere Ausnutzung thermischer Leistung liegt bei 3.953 h/a im Jahr 2023 gemäß Kapitel 4.2 [58]. Für die zukünftigen Jahre werden 4.000 h/a angenommen.
- Die mittleren Volllaststunden der Wasserkraft belaufen sich auf 2.700 h/a im Jahr 2023 (Kapitel 4.2) [58]. Für die Zukunft werden 3.040 h/a angenommen, die aus Kapitel 3.2 resultieren.
- Die mittlere Ausnutzung der Onshore-Windanlagen beträgt 2.500 h/a im Jahr 2023 (Kapitel 4.2) [58]. Für Offshore-Windanlagen werden 3.000 h/a angenommen.
- Die Windanlagen beziehen sich auf 50 Meter über Grund im Fall von Onshore und 50 Meter über dem Meeresspiegel für Offshore.
- Die mittlere Windgeschwindigkeit sei im Fall von Onshore 7 m/s, im Fall von Offshore 8 m/s.
- Es wird für Offshore-Windanlagen angenommen, dass gemäß Kapitel 3.3 die Gesamtkapazität von 17.393 MW 2050 vollständig ausgenutzt wird. Basierend auf dieser Annahme ist die Kapazität für Offshore in Tabelle 28 bestimmt. Man geht jährlich von einem Zubau der Stromleistung von ca. 700 MW bis 2040, von ca. 500 MW zwischen 2040 und 2050 aus. Das Energieministerium plant jedes Jahr eine YEKA (Sonderzonen für Erneuerbare Energien)-Ausschreibung für Offshore-Windanlagen [37].
- Der durchschnittliche Ertrag der solaren Freiflächenanlagen beträgt 1.600 kWh/m² im Jahr 2023 (Kapitel 4.2) [58]. Dieser Ertrag ist auch für die Aufdachanlagen angenommen und für die zukünftigen Jahre fortgeschrieben worden.
- Aufdachanlagen besitzen 2050 insgesamt eine Leistung von 10.000 MW [86]. Es wird angenommen, dass diese Gesamtkapazität auch im Jahr 2050 vollständig genutzt wird. Der jährliche Zubau erfolgt bis dahin mit 700 MW bis 2030, 300 MW bis 2040 und 200 MW bis 2050. Diese starke Staffelung ist bedingt durch die Nachfrage für Industrieanlagen in den ersten Jahrzehnten (Energieministerium) [37].
- Geothermische Kraftwerke haben mittlere Volllaststunden von 5.100 h/a in 2023 gemäß Kapitel 4.2 [58]. Diese Jahresarbeitsstunden gelten auch für die folgende Jahre.
- Die mittleren Volllaststunden liegen 2023 bei 4.100 h/a für die Stromerzeugung aus Bioenergie gemäß Kapitel 4.2 [58].

- Die Stromnachfrage 2023 basiert auf den Ausführungen zu Kapitel 4.2. Es wird die jährliche Steigung der Stromnachfrage bis zum Jahr 2030 von 3 %, bis 2040 von 2 % und bis 2050 von 1 % angenommen, weil eine effizientere Energienutzung zu erwarten ist.

Im Base-Case-Szenario wurde zur Hochrechnung der Stromleistung und somit der Stromerzeugung durch die unterschiedlichsten Energiequellen die Methodik der linearen Regression als Ansatz ausgewählt. Bei der linearen Regression handelt es sich um ein statistisches Verfahren, mit dessen Hilfe versucht wird, eine Abhängigkeit zwischen zwei Variablen zu modellieren, hier zwischen den Jahren und den entsprechenden Stromleistungen. Die Plausibilität dieses Ansatzes wird mit den Annahmen der türkischen Regierung aus Kapitel 3 bestätigt.

Wasserkraft: Die mittleren Volllaststunden 2.700 h/a stellen einen errechneten Wert dar, der sich ergibt, wenn die Stromerzeugung (91.800 GWh) 2023 durch die Stromleistung (34.000 MW) dividiert wird. Die Annahme von 3.040 h/a basiert auf Informationen aus Kapitel 3.2. Gemäß Abbildung 52 steigt die Stromleistung bis auf 46.072 MW [39], weil die türkische Regierung davon ausgeht, dass bis 2023 ein Großteil des ökonomischen Potenzials der Wasserkraft genutzt sein wird [37]. Daraus entsteht eine Stromerzeugung von 140.000 GWh [39]. Aus der Berechnung ergeben sich mittlere Volllaststunden von 3.040 h/a. Für die Entwicklung der Stromleistung werden die Vorjahreswerte in Betracht gezogen. Hier ist zu erkennen, dass die Stromleistung zwischen 2005 und 2016 linear steigt. Mit Hilfe der aufgestellten Funktion wird eine Stromleistung von 73.103 MW für das Jahr 2050 ermittelt. Durch die Multiplikation dieser Größe mit den zuvor berechneten Volllaststunden von 3040 h/a ergibt sich eine Stromerzeugung von 222.233 GWh, welche mit dem technischen Potenzial von 216.000 GWh korrespondiert.

$$y = 1389,1x + 9204,5 \quad (1)$$

[x: Anzahl der Jahre nach 2005 n=1...45, y: Stromleistung in MW]

Formel 1: Gleichung zur Berechnung der Stromleistung für Wasserkraft von 2023 bis 2050.

$$\text{Stromerzeugung} = y * \text{Volllaststunden (2)} \text{ (gilt für alle Gleichungen)}$$

[y: Stromleistung in MW, Volllaststunden von 3040 h/a]

Formel 2: Gleichung zur Berechnung der Stromerzeugung für Wasserkraft von 2023 bis 2050.

Windenergie: Die mittleren Windgeschwindigkeiten von 7 m/s und von 8 m/s korrelieren mit den Jahresstunden von 2500 für Onshore und 3.000 für Offshore. Sie sind auch validierbar mit Hilfe der Windkarte in Abbildung 57. Für die Entwicklung der Onshore-Stromleistung wird aus den Vorjahreswerten eine lineare Funktion ermittelt. Die Funktion beginnt mit dem Jahr 2015. Anhand dieser Funktion wird die Stromleistung bis 2050 simuliert. Das Ergebnis der Berechnungen für das Jahr 2050 stimmt mit dem technischen Gesamtpotenzial von 48.176 MW aus Kapitel 3.3 überein. Gemäß der Funktion liegt die Stromleistung für den Fall Onshore bei 48.176 MW in 2050, bei einer mittleren Volllaststunde von 2.500 h/a ergibt sich für diese Stromleistung eine Stromerzeugung von 120.441 GWh. Mit 3.000 h/a und 17.393 MW Leistung resultiert eine Stromerzeugung von 52.179 GWh für Offshore-Windanlagen. Die Offshore-Windanlagen stehen noch ganz am Anfang ihrer Implementation. Hierfür liegen keine Vergangenheitswerte vor.

$$y = 1247,8x + 3.255,4 \text{ (3)}$$

[x: Anzahl der Jahre nach 2015 $n=1 \dots 35$, y: Stromleistung in MW]

Formel 3: Gleichung zur Berechnung der Stromleistung für Onshore-Windenergie von 2023 bis 2050.

$$\text{Stromerzeugung} = y * \text{Volllaststunden (4)}$$

[y: Stromleistung in MW, Volllaststunden von 2500 h/a]

Formel 4: Gleichung zur Berechnung der Stromerzeugung für Onshore-Windenergie von 2023 bis 2050.

Sonnenenergie: Den jährlichen Ertrag von 1.600 kWh/m² berechnet man dadurch, dass die Stromerzeugung (8.000 GWh) 2023 durch die Stromleistung (5.000 MW) geteilt wird. Dieser Ertrag ist auch validierbar mit Hilfe der Abbildung 65. Der Wert befindet sich im mittleren Bereich der Sonnenkarte. Für die Entwicklung der Freiflächenanlagen wird aus den Vorjahreswerten eine lineare Funktion ermittelt. Die Funktion beginnt mit dem Jahr 2015. Anhand dieser Funktion wird die Stromleistung bis 2050 simuliert. Gemäß der Funktion liegt die Stromleistung 2050 bei 20.677 MW für Freiflächenanlagen. Mit dem

Jahresertrag von 1.600 kWh/m² entsteht eine Stromerzeugung von 33.083 GWh. Im Vergleich zu den Freiflächenanlagen liegen für Aufdachanlagen keine Vergangenheitswerte vor. Wie bereits in den Randbedingungen vermerkt, basieren die Hochrechnungen auf die Annahme, die gezielte Gesamtkapazität von 10.000 MW im Jahre 2050 vollständig zu nutzen [86]. Um dies zu erreichen wird davon ausgegangen, dass der jährliche Zubau dieser Anlagen bis 2030 700 MW, bis 2040 300 MW und bis 2050 200 MW beträgt. Aus diesen Annahmen resultiert für das Jahr 2050 eine Stromerzeugung von 16.000 GWh. Der starke Zubau in den ersten Jahrzehnten ist auf die erhöhte Nachfrage durch Industrieanlagen zurückzuführen. [37].

$$y=583,66x-384,82 \quad (5)$$

[x: Anzahl der Jahre nach 2015 n=1...35, y: Stromleistung in MW]

Formel 5: Gleichung zur Berechnung der Stromleistung für Sonnenenergie-Freiflächenanlagen von 2023 bis 2050.

$$\text{Stromerzeugung} = y * \text{Jahresertrag} \quad (6)$$

[y: Stromleistung in MW, Jahresertrag von 1.600 kWh/m²]

Formel 6: Gleichung zur Berechnung der Stromerzeugung für Sonnenenergie-Freiflächenanlagen von 2023 bis 2050.

Geothermie: Die mittleren Volllaststunden von 5.100 h/a ergeben sich, wenn die geothermische Stromerzeugung (5.100 GWh) von 2023 durch die Stromleistung (1.000 MW) geteilt wird. Geothermie stellt -wie vermerkt- ein Ausgleichselement dar. Es wird angenommen, dass die vollständigen Ausbaupotenziale von 31.500 MW gemäß Kapitel 3.5 im Jahr 2050 erschlossen sind. Basierend auf dieser Annahme ist die Kapazität für Geothermische Kraftwerke in Tabelle 28 ermittelt worden. Man geht jährlich von einem Zubau von 1.500 MW bis 2030, 1.400 MW bis 2040 und 550 MW bis 2050 aus. In den ersten Jahrzehnten fällt der Zubau höher aus als in den darauf folgenden Jahrzehnten. Dies ist laut MTA (Generaldirektorat für Rohstoffforschung und -suche) darauf zurückzuführen, dass sich die tiefe Geothermie noch in der Einführungsphase befindet und die noch nicht erschlossenen Potenziale zu Beginn sehr hoch sind [46]. Ferner ist auch die staatliche Unterstützung in Form von Vergabe weiterer Gebiete für solche Projekte ein zusätzlicher Aspekt, weshalb der Zubau am Anfang viel stärker erfolgt. Mit der Multiplikation

der mittleren Volllaststunden von 5.100 Jahresstunden und 31.500 MW Leistung resultiert eine Stromerzeugung von 160.000 GWh für das Jahr 2050.

Bioenergie: Die mittleren Volllaststunden von 4.100 h/a sind ein errechneter Wert, der sich ergibt, wenn die Stromerzeugung (4.100 GWh) im Jahr 2023 durch die Stromleistung (1.000 MW) geteilt wird. Bioenergie stellt - wie die Geothermie - ein Ausgleichselement dar. Es wird angenommen, dass das gesamte Biogaspotenzial von 25.000 MW nach Kapitel 3.6 im Jahr 2050 genutzt wird. Basierend auf dieser Annahme ist die Leistungskapazität gemäß Tabelle 28 bestimmt. Auch hier wird ein stufiger Zubau angesetzt: 1.000 MW bis 2030, 1.400 MW bis 2040 und 300 MW bis 2050. Der Zubau von Bioenergie erfolgt bis zum Jahr 2030 mit 1000 MW/a, im Vergleich dazu nimmt er ab 2030 bis 2040 um zusätzliche 400 MW pro Jahr zu. Die resultiert daraus, dass bis 2030 die zuvor parzellierten Flächen für eine effiziente Ressourcennutzung komplett bereinigt und zusammengelegt worden sind [88]. Durch die Zusammenlegung können Flächen sowohl für die Lebensmittelindustrie als auch für den Energiepflanzenanbau genutzt werden. Mit der Multiplikation der mittleren Volllaststunden von 4.100 Jahresstunden und 25.000 MW Leistung resultiert eine Stromerzeugung von 102.500 GWh.

Thermische Leistung: Die mittleren Volllaststunden 3.953 h/a sind ein errechneter Wert, der daraus resultiert, dass die Stromerzeugung (253.000 GWh) im Jahr 2023 durch die Stromleistung (64.000 MW) geteilt wird. Die Aufrundung auf 4.000 h/a ist durch die Optimierung realisierbar (Erhöhung der Volllast der thermischen Kraftwerke). Die thermische Stromleistung sinkt voraussichtlich für die Jahre 2030 und 2040. Im Base-Case-Szenario erreichen die Erneuerbaren Energien Anteile an der Stromnachfrage von 64 % im Jahr 2030 und 91 % im Jahr 2040. Für die restliche Stromnachfrage kommt thermische Leistung im Einsatz (Gaskraftwerke und Kohlekraftwerke). Laut Tabelle 28 fehlen 184.000 GWh für die Deckung der Stromnachfrage im Jahr 2030. Für diese Stromlücke wird eine thermische Leistung von 46.000 MW benötigt. Der gleicher Ansatz ist auch für 2040 angesetzt worden. Im Jahr 2050 besteht eine Vollversorgung über Erneuerbare Energien. Die benötigte thermische Leistung sinkt dann auf Null.

Abbildung 111 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung nach dem Base-Case-Szenario in den Jahren 2023 bis 2050.

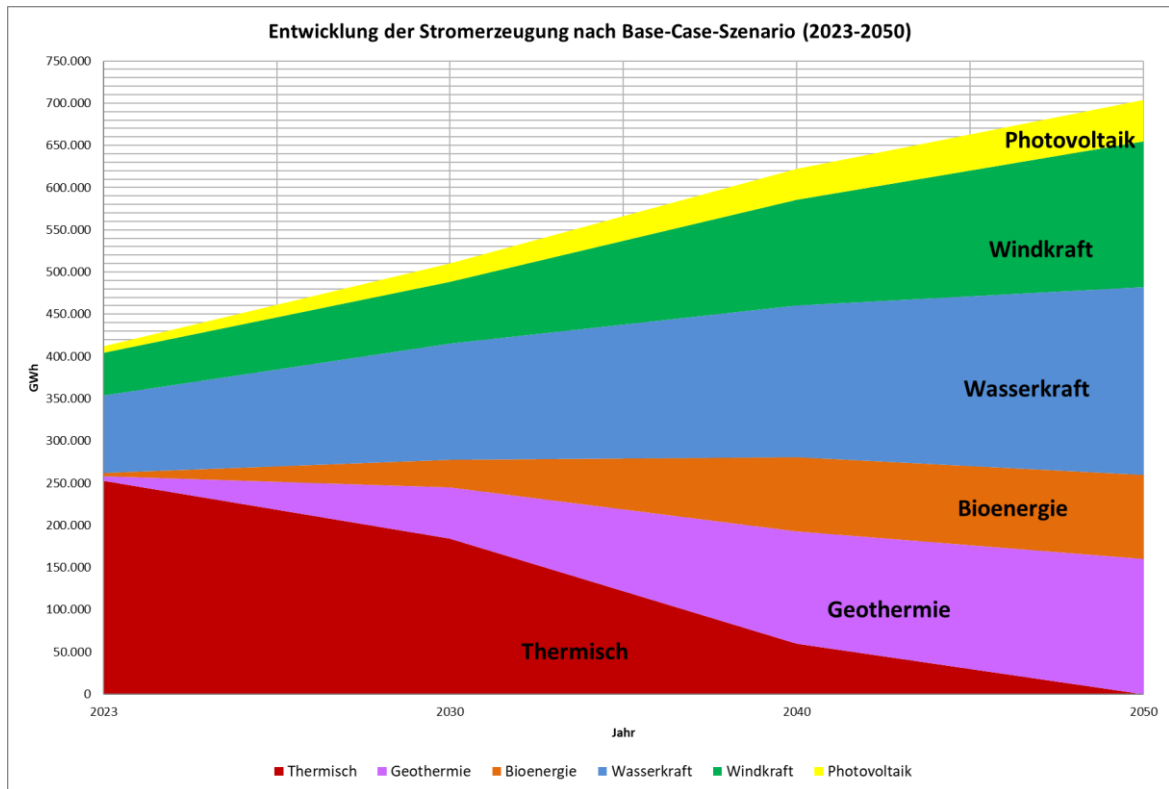


Abbildung 111 Entwicklung der Stromerzeugung nach dem Base-Case-Szenario 2023-2050 (eigene Darstellung)

Dieses Base-Case-Szenario simuliert eine Energiewende hin zu hundertprozentiger erneuerbaren Stromversorgung, die sich vom strategischen Ziel 2023 bis zum Jahr 2050 ausbauen lässt. In **Abbildung 112** wird dieser Ausbau der Leistung sowie der Beitrag von der einzelnen Primärenergieressourcen von 2023 bis 2050 dargestellt. Das Szenario basiert auf der vollständigen Ausnutzung der technischen Potenziale Erneuerbarer Energien in der Türkei im Jahr 2050.

Leistung nach Base-Case (2023-2050)
in MW

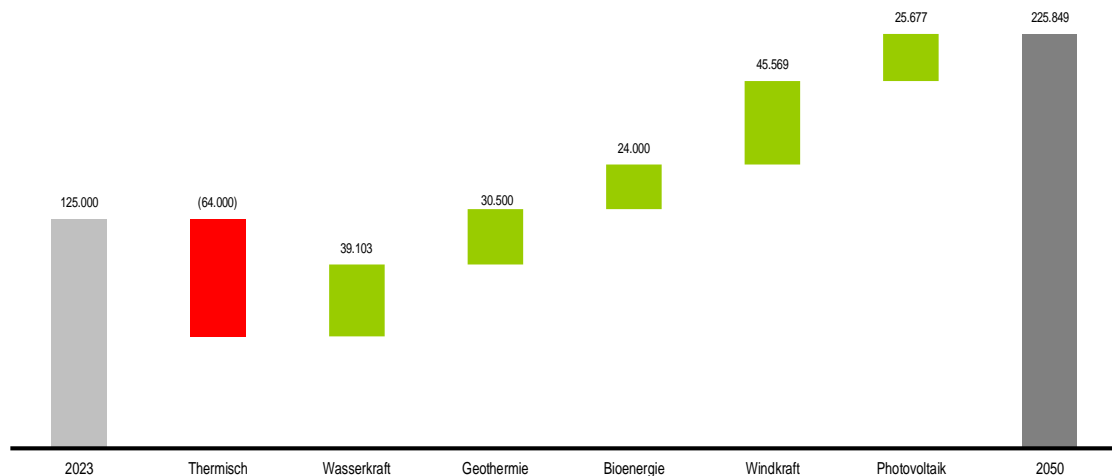


Abbildung 112 Ausbau der Leistung nach dem Base-Case-Szenario 2023-2050 (eigene Darstellung). Zahlenangaben in MW.

In diesem Szenario wird die Stromerzeugung durch thermische Kraftwerke (Gas- und Kohlekraftwerke) bereits bis 2040 stark sinken. Die recht hohen Gaspreise bewirken, dass ab dem Jahr 2040 nur noch Kohlekraftwerke als thermische Stromerzeuger laufen werden, weil aufgrund der vorhandenen lokalen Reserven Kohle im Vergleich zum Gas keine Belastung des türkischen Außenhandelsdefizites darstellt. Sie wird weiterhin bis 2050 in der Türkei gefördert. Ab 2050 verschwinden auch die Kohlekraftwerke und die Stromversorgung wird vollständig durch Erneuerbare Energien gedeckt sein. Im Erzeugungsmix dominieren Wasserkraft, Geothermie und Bioenergie, die für eine sichere Stromerzeugung als Ausgleichselemente wirken. In diesem Base-Case-Szenario erreicht die Stromerzeugung insgesamt im Jahr 2030 511.233 GWh, im Jahr 2040 624.595 GWh und im Jahr 2050 706.436 GWh. Im Vergleich dazu liegt die Nachfrage im Jahr 2030 bei 506.632 GWh, im Jahr 2040 bei 617.581 GWh und im Jahr 2050 bei 682.194 GWh. Diese Stromnachfrage basiert auf dem Hochszenario, das im Kapitel 4.2 dargestellt wurde. Im Base-Case-Szenario sowie in weiteren Szenarien nimmt der Verbrauch jährlich zu, bis zum Jahr 2030 um 3 % jährlich, bis 2040 um 2 % und bis 2050 um 1 %, weil eine effizientere Energienutzung zu erwarten ist.

Auf Basis der Potenzialabschätzungen, die in den vorherigen Kapiteln erläutert wurden, wird im Base-Case-Szenario für 2050 eine Stromleistung von 225.849 MW entstehen. Dabei erhöht sich die Wasserkraftkapazität ausgehend vom Jahr 2023 um das Doppelte

und steigt von 34.000 MW auf 73.103 MW. Die Nutzung geothermischer Energie erhöht sich auf 31.500 MW gemäß Kapitel 3.5 und 8.1. Durch die effiziente Flächennutzung und energetische Weiterverwendung der Abfallmengen bzw. landwirtschaftlichen Reststoffe wird die Bioenergie in diesem Szenario mit 25.000 MW im Jahr 2050 vollständig genutzt. Bei der Windenergie haben die Onshore-Anlagen eine Kapazität von 48.176 MW und die Offshore Anlagen eine Kapazität von 17.393 MW - wie im Kapitel 3.3 dargestellt. Die Kapazität der Windenergie liegt 2050 bei 65.569 MW. Photovoltaikanlagen liefern eine Kapazität von 30.677 MW, wobei Photovoltaik-Freiflächenanlagen eine Leistung von 20.677 MW und Photovoltaik-Aufdachanlagen eine Leistung von 10.000 MW aufweisen. Bei den Photovoltaik-Aufdachanlagen hat die Türkei die Potenziale bis jetzt nicht genutzt. Hierzu sind fehlende gesetzliche Rahmenbedingungen erst im Januar 2018 geschaffen worden. Die Türkei kann eine ungenutzte Fläche für eine Leistung von 10.000 MW für die Photovoltaik-Aufdachanlagen bieten [86].

Das Base-Case-Szenario zeigt einen belastbaren, realistischen Orientierungsrahmen für die zukünftige Entwicklung Erneuerbarer Energien in der Türkei. Unter dem Begriff „realistisch“ ist dabei ein Ausbau Erneuerbarer Energien zu verstehen, der unter Berücksichtigung bestehender Potenziale, bestehender energiepolitischer Handlungsmöglichkeiten und Instrumente entstehen kann.

8.3. Worst-Case-Szenario

Gegenüber dem Base-Case-Szenario wird hier unterstellt, dass die Stromleistung Erneuerbarer Energien zehn Prozent hinter dem Base-Case-Szenario zurückbleibt und damit eine Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien im Jahr 2050 nicht möglich wird. Die Randbedingungen und Annahmen des Base-Case-Szenario bleiben sonst unverändert. Man geht somit davon aus, dass die Potenziale nicht vollständig genutzt werden. In **Tabelle 29** wird die Entwicklung der Stromleistung und Stromerzeugung nach dem Worst-Case-Szenario in den Jahren 2023-2050 dargestellt.

Worst-Case-Szenario (Stromleistung in MW)	2023	2030	2040	2050	Worst-Case-Szenario (Stromerzeugung in GWh)	2023	2030	2040	2050
Termisch	64.000	54.000	28.000	13.000	Termisch	253.000	216.000	112.000	52.000
Wasserkraft	34.000	40.789	53.291	65.793	Wasserkraft	91.800	123.999	162.004	200.010
Windenergie-onshore	20.000	20.898	32.128	43.359	Windenergie-onshore	50.000	52.245	80.321	108.396
Windenergie-offshore	0	4.500	10.800	15.654	Windenergie-offshore	0	13.500	32.400	46.961
Sonnenenergie- Freiflächenanlagen	5.000	8.103	13.356	18.609	Sonnenenergie- Freiflächenanlagen	8.000	12.965	21.370	29.775
Sonnenenergie- Aufdachanlagen	0	4.500	7.200	9.000	Sonnenenergie- Aufdachanlagen	0	7.200	11.520	14.400
Geothermie	1.000	10.800	23.400	28.350	Geothermie	5.100	55.080	119.340	144.585
Bioenergie	1.000	7.200	19.800	22.500	Bioenergie	4.100	29.520	81.180	92.250
Gesamt	125.000	150.791	187.976	216.264	Gesamt	412.000	510.509	620.135	688.377
					Stromnachfrage	411.938	506.632	617.581	682.194
					Der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromnachfrage in %	39%	58%	82%	93%

Tabelle 29 Tabellarische Darstellung der Stromleistung und Stromerzeugung nach dem Worst-Case-Szenario 2023-2050 (eigene Darstellung)

Insgesamt sinkt die Leistung der Erneuerbaren Energien um 22.585 MW im Jahr 2050 gegenüber dem Base-Case-Szenario. Demgegenüber erhöht sich thermische Leistung und steigt für eine sichere Stromversorgung um 13.000 MW.

Abbildung 113 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung nach dem Worst-Case-Szenario in den Jahren 2023 bis 2050.

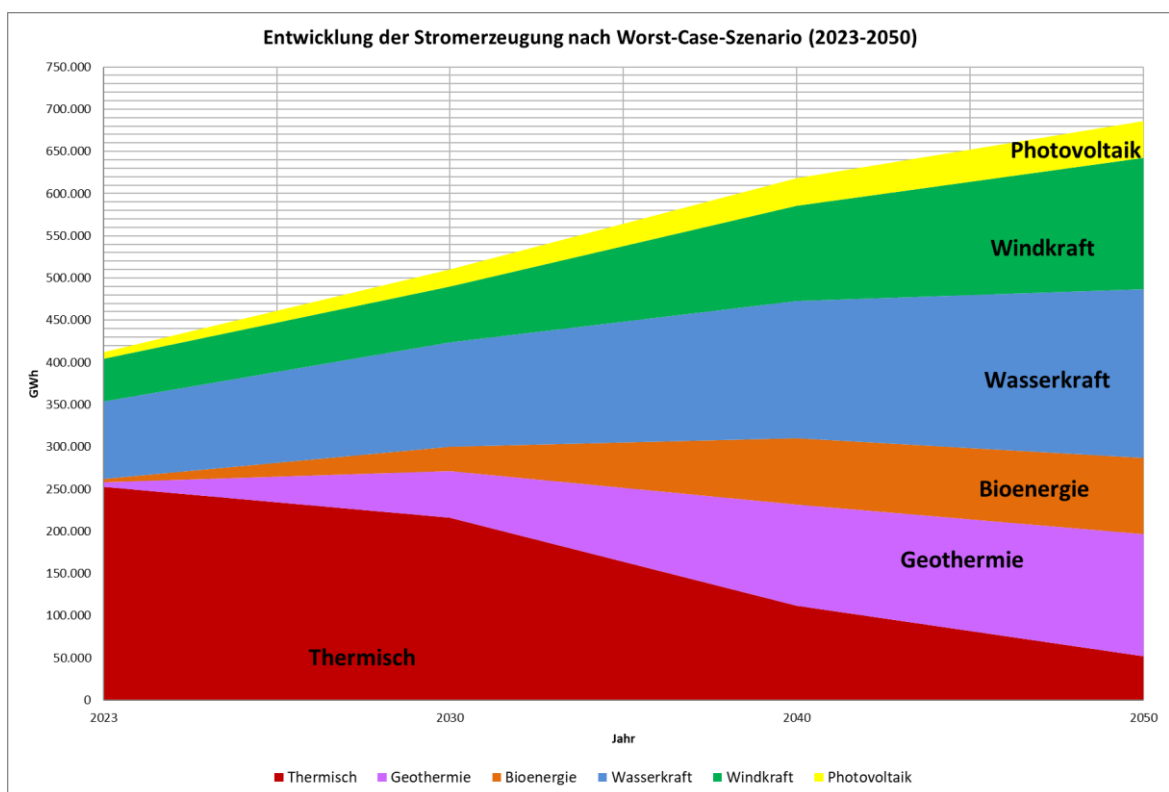


Abbildung 113 Entwicklung der Stromerzeugung nach dem Worst-Case-Szenario 2023-2050 (eigene Darstellung)

Wie im Kapitel 6 bereits erläutert wurde, verhindern die dort genannten Schwächen und Risiken eine Energiewende in diesem Szenario. Obwohl eine Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien nicht erreicht ist, sind Erneuerbare Energien auch in diesem Szenario weitgehend ausgebaut. Die Gaskraftwerke werden in diesem Szenario ab 2050 stillgelegt. Im Vergleich zum Base-Case-Szenario bleiben jedoch die Kohlekraftwerke dann in Betrieb. Zudem werden zur Begrenzung von Treibhausgasen nur die modernisierten Kohlekraftwerke weiterhin arbeiten. In **Abbildung 114** wird der Ausbau der Leistung sowie der Beitrag von den einzelnen Primärenergiequellen von 2023 bis 2050 nach dem Worst-Case-Szenario dargestellt.

Leistung nach Worst-Case (2023-2050)
in MW

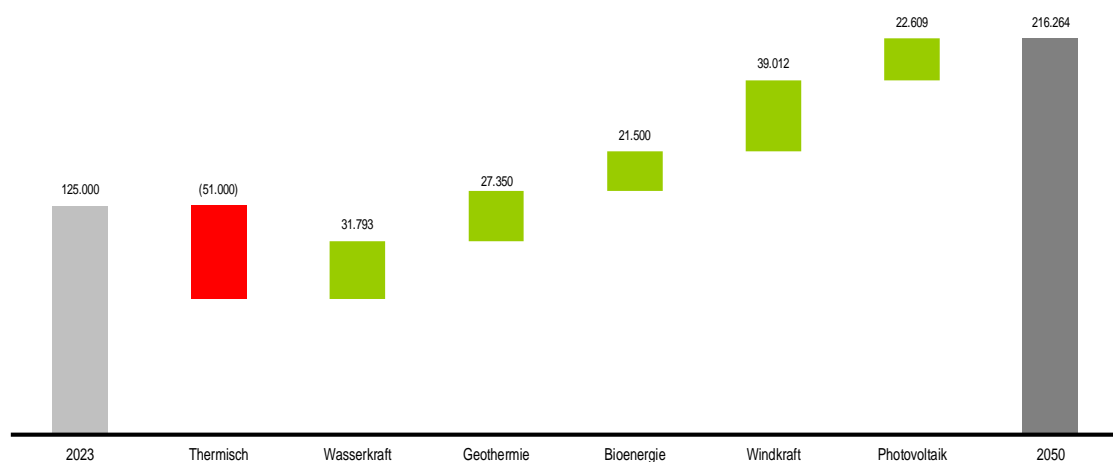


Abbildung 114 Ausbau der Leistung nach dem Worst-Case-Szenario 2023-2050 (eigene Darstellung). Zahlenangaben in MW.

Die verbleibenden Kohlekraftwerke laufen im Jahr 2050 im Grundlastbetrieb. Im Erzeugungsmix dominieren Wasserkraft, Geothermie und Bioenergie, die auch hier für eine sichere Stromerzeugung als Ausgleichselemente dienen. Im Worst-Case-Szenario liegt die Stromerzeugung insgesamt im Jahr 2030 bei 510.509 GWh, 10 Jahre später bei 620.155 GWh und im Jahr 2050 bei 688.377 GWh. Im Jahr 2050 werden rund 52.000 GWh an Strommenge mittels Kohlekraftwerken bereitgestellt. Der Anteil an Erneuerbaren Energien an der Stromnachfrage beträgt 93 %. In dieser Simulation entsteht im Jahr 2050 eine Stromleistung von 216.264 MW. Im Vergleich zum Base-Case-Szenario können hier aufgrund der infrastrukturellen Bedingungen nicht alle Potenziale im Bereich der

Wasserkraft und Geothermie realisiert werden. Die Bionergie stellt eine Leistung von 22.500 MW bereit, da die Zusammenlegung der Flächen und die optimalen Betriebsgröße nicht überall durchgesetzt werden können. Aufgrund der ungünstigen Wetterbedingungen für Wind und Photovoltaik ist der Ausbau der Kapazitäten in einigen Regionen nicht wirtschaftlich realisierbar. Daher verschlechtern sich die Kapazitäten im Vergleich zum Base-Case-Szenario. Weiterhin ist zu erkennen, dass die modernisierten Kohlekraftwerke im Jahr 2050 eine Leistung von 13.000 MW realisieren.

Um eine bestimmte Leistung zu gewährleisten beruht das Worst-Case-Szenario auf modernisierten Kohlekraftwerken, die als Backup-Kapazitäten bereitgehalten werden müssen, um zusammen mit der Geothermie und Bioenergie die fluktuierende Stromerzeugung auszugleichen. In diesem Fall stellt dieses Szenario sicher, dass die Versorgungssicherheit gewährleistet wird und wie Erneuerbare Energien miteinander verbunden und ausgeglichen werden.

8.4. Best-Case-Szenario

Das Best-Case-Szenario ist eine weitere Ausbauvariante mit bestmöglichen Voraussetzungen. In diesem Szenario erfolgt eine sehr weitgehende Versorgung mit Erneuerbaren Energien. Es wird unterstellt, dass die Stromleistung um zehn Prozent gegenüber dem Base-Case-Szenario steigt und eine Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien schon ab 2040 ermöglicht wird. Die Randbedingungen und Annahmen des Best-Case-Szenarios bleiben unverändert. Im Worst-Case-Szenario ist auch eine Zehn-Prozent-Regelung verwendet worden. In **Tabelle 30** wird die Entwicklung der Stromleistung und Stromerzeugung nach dem Best-Case-Szenario in den Jahren 2023-2050 dargestellt, so dass Erneuerbare Energien insgesamt um 17.775 MW im Jahr 2040 und um 22.585 MW im Jahr 2050 steigen. Demgegenüber sinkt thermische Leistung um 15.000 MW und liegt bei Null im Jahr 2040. Der Anteil an Erneuerbaren Energien an der Stromnachfrage beträgt 101 %.

Best-Case-Szenario (Stromleistung in MW)	2023	2030	2040	2050	Best-Case-Szenario (Stromerzeugung in GWh)	2023	2030	2040	2050
Termisch	64.000	38.000	0	0	Termisch	253.000	152.000	0	0
Wasserkraft	34.000	49.853	65.133	80.413	Wasserkraft	91.800	151.554	198.005	244.457
Windenergie-onshore	20.000	25.542	39.268	52.994	Windenergie-onshore	50.000	63.856	98.170	132.485
Windenergie-offshore	0	5.500	13.200	19.132	Windenergie-offshore	0	16.500	39.600	57.397
Sonnenenergie- Freiflächenanlagen	5.000	9.904	16.324	22.745	Sonnenenergie- Freiflächenanlagen	8.000	15.847	26.119	36.391
Sonnenenergie- Aufdachanlagen	0	5.500	8.800	11.000	Sonnenenergie- Aufdachanlagen	0	8.800	14.080	17.600
Geothermie	1.000	13.200	28.600	34.650	Geothermie	5.100	67.320	145.860	176.715
Bioenergie	1.000	8.800	24.200	27.500	Bioenergie	4.100	36.080	99.220	112.750
Gesamt	125.000	156.300	195.526	248.434	Gesamt	412.000	511.956	621.054	777.795
					Stromnachfrage	411.938	506.632	617.581	682.194
					Der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromnachfrage in %	39%	71%	101%	114%

Tabelle 30 Tabellarische Darstellung der Stromleistung und Stromerzeugung nach dem Best-Case-Szenario 2023-2050 (eigene Darstellung)

Abbildung 122 stellt die Entwicklung der Stromerzeugung grafisch dar.

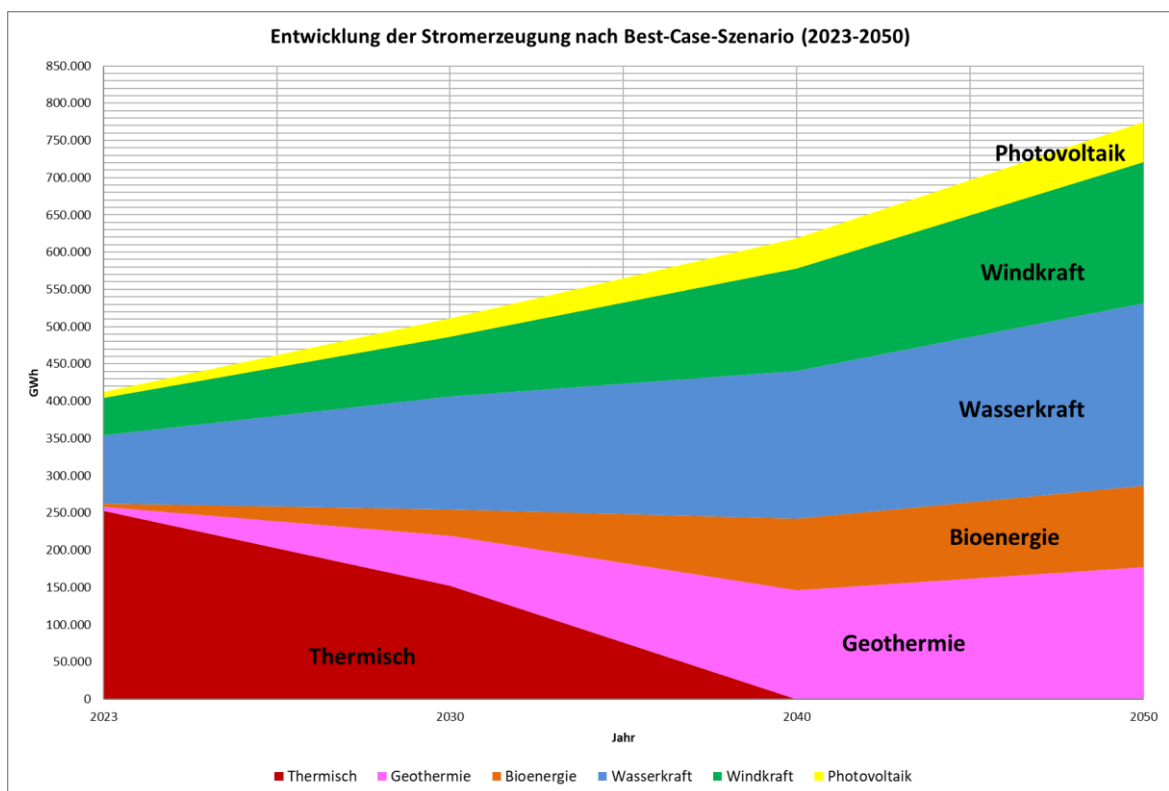


Abbildung 115 Entwicklung der Stromerzeugung nach dem Best-Case-Szenario 2023-2050 (eigene Darstellung)

Es wird deutlich, dass die thermischen Kraftwerke schon 2040 stillgelegt werden könnten. Dank einer modernen Technik, einer effizienten Flächennutzung und sehr guten meteorologischen Bedingungen ist eine Vollversorgung mit Erneuerbaren Energie noch früher denkbar. In **Abbildung 116** wird der Ausbau der Leistung sowie der Beitrag von der

einzelnen Primärenergiequellen von 2023 bis 2050 nach dem Best-Case-Szenario dargestellt.

Leistung nach Best-Case (2023-2050)
in MW

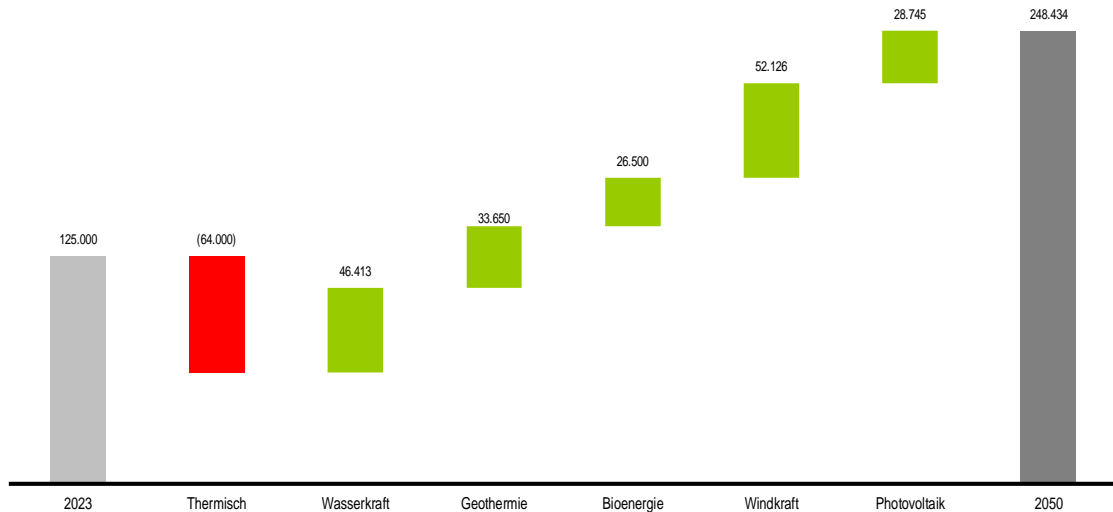


Abbildung 116 Ausbau der Leistung nach Best-Case-Szenario 2023-2050 (eigene Darstellung). Zahlenangaben in MW.

Im Best-Case-Szenario liegt die Stromerzeugung insgesamt im Jahr 2030 bei 511.956 GWh, 10 Jahre später liegt sie bei 621.054 GWh und im Jahr 2050 bei 777.795 GWh. Es entsteht im Jahr 2050 eine Stromleistung von 248.434 MW. Die installierte Wasserkraftkapazität steigt von 34.000 MW auf 80.413 MW. Die Flusskraftwerke schaffen demnach noch zusätzliche Kapazitäten im Vergleich zum Base-Case-Szenario. Damit wird das Wasserkraftpotenzial überall im Land vollständig ausgenutzt. Pumpspeicherkraftwerke kommen immer mehr zum Einsatz, um die schwankende Stromerzeugung auszugleichen. Die Bioenergie stellt eine Leistung von 27.500 MW bereit. Die vollständige Ausnutzung der Potenziale an Bioenergie erfordert Flurbereinigungen zur Realisierung der Flächenverfügbarkeit. Im Fall der Windenergie haben die Onshore-Anlagen eine Kapazität von 52.994 MW und die Offshore Anlagen eine Kapazität von 19.312 MW. Damit liegt im Jahr 2050 die installierte Windenergie insgesamt bei 72.126 MW. Im Hinblick auf die Steigerung der Leistungskapazität ist zu erwähnen, dass hier vor allem die idealen natürlichen Windbedingungen eine große Rolle spielen. Weiter besitzen Photovoltaikanlagen eine Kapazität von 33.745 MW, wobei 22.745 MW den Photovoltaik-Freiflächenanlagen und 11.000 MW den Photovoltaik-Aufdachanlagen zuzuschreiben sind. In diesem Szenario wird die bestmögliche Strahlungsintensität vorausgesetzt.

Im Rahmen dieses Szenarios hat die Türkei auch die Möglichkeit, ab 2040 einen Teil der Strommenge in die Nachbarländern (Iran, Irak, Syrien usw.) zu exportieren. Das führt zur Trendwende bezüglich des Außenhandelsdefizits, so dass die Türkei ab 2040 in diesem Sektor einen Handelsüberschuss ausweisen könnte.

8.5. Perspektiven Base-Case-Szenario für eine Gesamtversorgung mit Erneuerbarer Energien

Das Base-Case-Szenario stellt die Grundlage für weitere Betrachtungen dar.

Im Base-Case-Szenario muss der Ausbau Erneuerbarer Energien überall rasch voran getrieben werden. Dafür wird eine Förderung als unabdingbar angesehen. Hierfür sind marktbasierende Fördermechanismen, attraktive Einspeisevergütungen und Flächenverfügbarkeit wichtige Instrumente. Als solche können angeführt werden: Befreiung von Lohn- und Ertragssteuern für Firmen, Übernahme eines Teils des Forschergehalts, Zollfreiheit für aus dem Ausland importierte Materialien, Vergünstigung der Sozialversicherungsbeiträge gemäß Kapitel 5.2.1 und gesicherte Vergütung mit Abnahmegarantien und Zusatzvergütung für den heimischen Beitrag gemäß Kapitel 4.3. Sie schaffen Planungssicherheit, senken das Investitionsrisiko, die Finanzierungskosten und beschleunigen die Marktdiffusion Erneuerbarer Energien über Lerneffekte. Je stärker Erneuerbare Energien ausgebaut werden, umso größer sind die Kostensenkungen durch Learning-by-Doing-sowie Skaleneffekte. Nach dem Base-Case-Szenario dominieren im Ausbau Wasserkraft, Geothermie und Bioenergie. Zusammen machen sie im Jahr 2050 ca. 69 % des Strommixes aus. Bei den dargebotsabhängigen, erneuerbaren Erzeugern Windenergie und Photovoltaik liegt die Stromproduktion zusammen bei 31 %. Davon sind 17 % den Windkraft-Onshore-Anlagen zuzuschreiben, wohingegen die Windkraft-Offshore-Anlagen etwa 7 % ausmachen. Photovoltaik-Freiflächenanlagen erreichen 5 % als dargebotsabhängige, erneuerbare Erzeugern, Photovoltaik-Aufdachanlagen lediglich 2 %. **Abbildung 117** visualisiert die dargestellte Aufteilung.

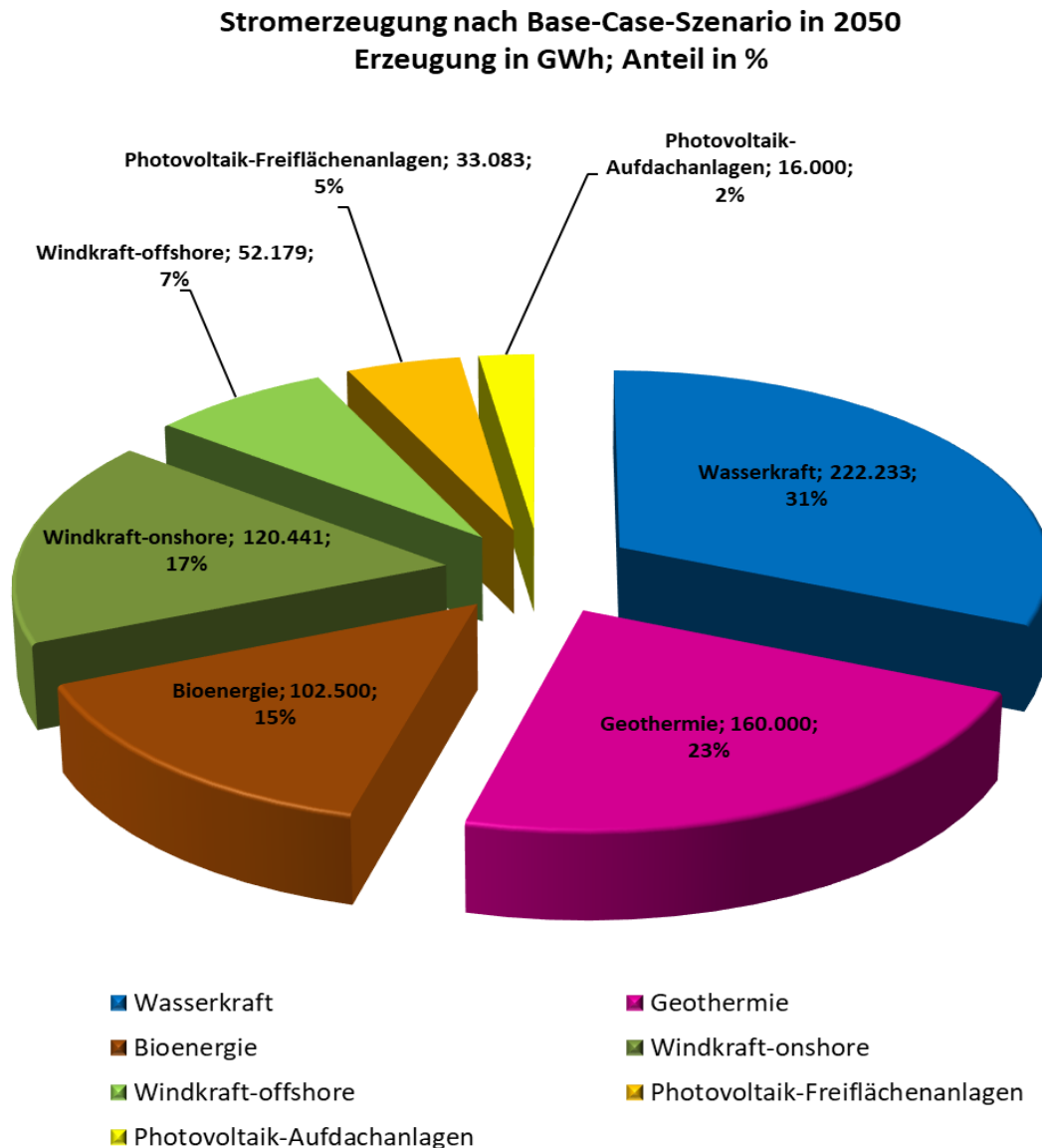


Abbildung 117 Stromerzeugung nach dem Base-Case-Szenario in der Türkei im Jahr 2050 (eigene Darstellung)

Parallel zum Ausbau Erneuerbarer Energien sind im Base-Case-Szenario Netzstabilität, Versorgungssicherheit bzw. ihre Integration in das Stromversorgungssystem zentrale Anforderungen. Hier leisten der Netzausbau, die Laststeuerung und Speicherung unverzichtbare Beiträge. Bemerkenswert ist dabei, dass eine vollständig auf Erneuerbaren Energien beruhende Stromerzeugung jederzeit eine sichere Stromversorgung garantieren muss. Um diese Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist es unabdingbar, Angebot und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt auszugleichen [38]. Ein ausgebautes Stromnetz ist eine wichtige Voraussetzung für den Ausgleich. Ein besserer Netzausbau führt zu einer höheren Systemflexibilität bzw. zur Möglichkeit des großräumigen Stromaustausches [38]. Damit

kann der Ausgleich von Angebot und Nachfrage stabil erfolgen. Weiterhin haben Lastmanagement und die Speicherung eine große Bedeutung in diesem Szenario. Geothermiekraftwerke und Wasserkraftanlagen mit Speicherkapazitäten können über das gesamte Jahr hinweg kontinuierlich in Betrieb bleiben und Grundlasten sichern.

Eine effizientere Energienutzung kann unter anderem durch den Einsatz moderner Technologien in der Produktion, den Gebrauch stromsparender Haushaltsgeräte, die Nutzung sparsamer Elektromotoren sowie Pumpen in der Industrie oder auch durch die Einsparung von Strom im öffentlichen Sektor gewährleistet werden [45]. Die Energieeffizienz schafft gleichzeitig größere zeitliche Spielräume für den Ausbau Erneuerbarer Energien und der notwendigen Infrastruktur (Übertragungsnetze, Verteilungsnetze) [45]. Im Base-Case-Szenario wird eine jährliche Steigung der Stromnachfrage in Höhe von 3 % bis 2030, 2 % bis 2040 und 1 % bis 2050 angenommen, weil eine effizientere Energienutzung und demnach eine Stabilisierung der Stromnachfrage zu erwarten ist. Es wird deutlich, dass mit dem Beitrag der Energieeffizienz und den eingeleiteten Einsparungsmaßnahmen die Stromnachfrage sich über die Jahre hinweg stabilisiert und die Steigerungsrate abnimmt. In **Abbildung 118** ist die Entwicklung der Stromnachfrage und Stromerzeugung nach dem Base-Case-Szenario abgebildet.

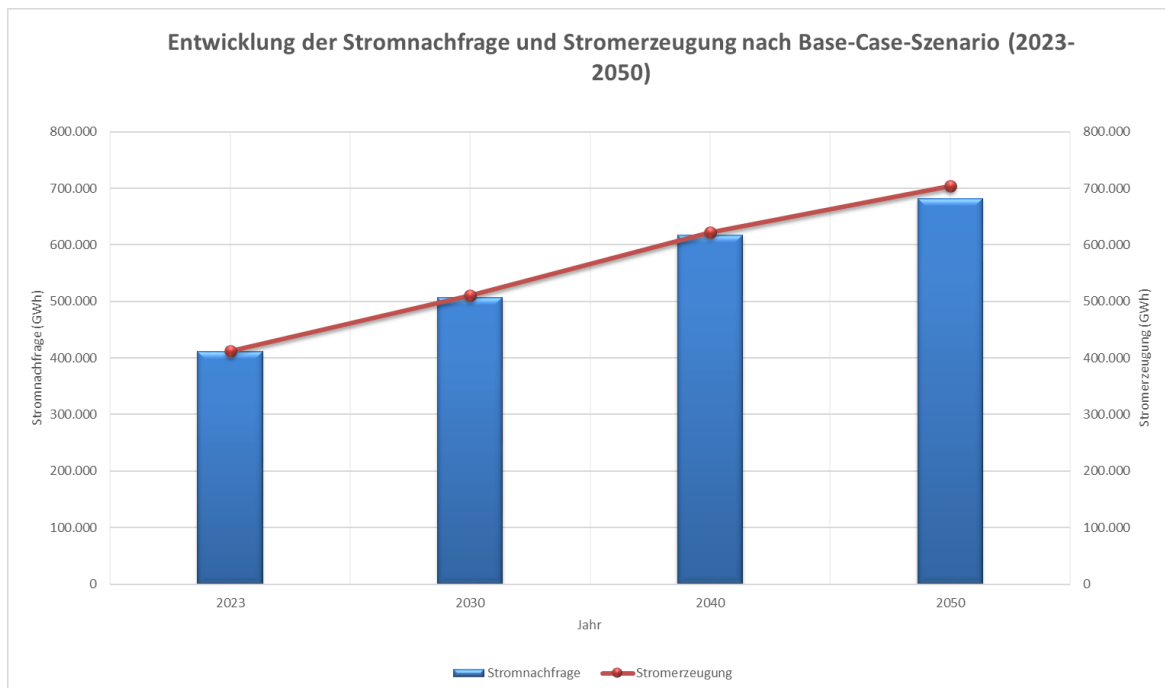


Abbildung 118 Entwicklung der Stromnachfrage und Stromerzeugung nach dem Base-Case-Szenario (2023-2050) (eigene Darstellung)

In einem modernen Stromversorgungssystem besteht die Herausforderung, einerseits die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien mit dem schwankenden Strombedarf zu synchronisieren und andererseits in Zeiten von Nachfragespitzen ausreichende Kapazitäten zu Verfügung zu stellen [38]. Wichtige Elemente für den Ausbau der erneuerbaren Energien sind die Ausweitung und Intensivierung der Energieforschung mit dem Ziel, die Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft zu stärken, technologische Entwicklung und Innovation im Energiesektor voranzutreiben, moderne Energietechnologien schneller auf den Markt zu bringen und damit Beiträge zur Ressourcenschonung, zum Klimaschutz und zur Versorgungssicherheit zu leisten [94].

9. Resümee und Handlungsempfehlungen

9.1. Resümee

Auf der Basis grundlegender technologischer Betrachtungen zu Erneuerbaren Energien und einer Analyse zu deren Potenziale bzw. Ausbaupotenzialen in der Türkei wurde deutlich, dass sehr gute natürliche Bedingungen zur Nutzung Erneuerbarer Energien bestehen. Die Verfügbarkeit von Wasserkraft, Windgeschwindigkeiten, Sonneneinstrahlung und Geothermiequellen können zunehmend nutzbar gemacht werden. Die Thematik ist deshalb aktuell relevant, weil mit einem Ausbau die CO₂-Emissionen einerseits drastisch gesenkt werden können und andererseits die türkische Volkswirtschaft unabhängiger von fossilen Energieeinfuhren wird.

Um die aktuelle Situation der Türkei bezüglich Erneuerbarer Energien vollständig beschreiben zu können, wurde in dieser Arbeit auf die unterschiedlichen Erneuerbare Energiearten aus verschiedenen Perspektiven wie geografische Lage, Naturbedingungen und gesetzte Ziele in der Türkei eingegangen und zugehörige Ausbaupotenziale und -ziele veranschaulicht.

Dabei ist zu konstatieren, dass sich der türkische Staat aus dem Bereich der Energieproduktion zurückzieht. Deswegen hat die türkische Regierung neue Gesetze und Verordnungen für die Regulierung des Energiemarktes verabschiedet, um die

Investitionschancen für private Unternehmen zu erhöhen. Durch diese strukturellen Reformen wird der Energiemarkt immer weitergehender liberalisiert.

Nach einer Strommarktanalyse mit Bezug auf die zukünftige Entwicklung von Stromverbrauch, Stromnachfrage und Stromerzeugung hat sich herauskristallisiert, dass der erneuerbare Energiemarkt für private Investitionen am Entwicklungsbeginn steht und sich noch deutlich stärker entwickeln muss. Die Ergebnisse der Strommarktanalyse zeigen, dass sich im Jahr 2023 die gesamte installierte Stromleistung vom Jahr 2017 von 79.621 MW auf 125.000 MW voraussichtlich erhöhen wird. In diesem Zeitraum soll sich die installierte Leistung Erneuerbarer Energien von 34.085 MW auf 61.000 MW steigern. Die Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien steigt auf ca. 159.000 GWh. Diese Stromproduktion macht einen Anteil von 39 % der Stromnachfrage aus. Zudem bietet die Türkei für Investoren interessante Einspeisevergütungen mit Zusatzvergütungen für lokal hergestellte Komponenten an. Somit stellt die Türkei für Erneuerbare Energien einen Wachstumsmarkt dar und bietet ein hohes zukunftsgerichtetes Potenzial für die zugehörigen Investitionen.

Die STEP-Analyse-Methode hat ausführliche Informationen über die Gegebenheiten im Land offenbart, gekennzeichnet durch eine sehr starke Wachstumsrate (die drittgrößte Wachstumsrate innerhalb der G20), eine sehr junge, gut ausgebildete, wachsende Bevölkerung und eine gut entwickelte Industriebasis. Diese Verhältnisse bieten gute Voraussetzungen für Investitionen. Zudem führt die Türkei Großbauprojekte im Bereich der Logistik durch und bietet eine tragfähige öffentliche Infrastruktur an. Auch die Förderung von F&E-Projekten ist in diesem Kontext bedeutsam. Der Außenhandel der Türkei ist stark mit der Weltwirtschaft verbunden. Auf der anderen Seite sind in der Türkei hinderliche Gegebenheiten anzutreffen wie die schwerfällige Bürokratie, die relativ hohe Inflationsrate, Wechselkursschwankungen, die hohe Arbeitslosigkeit, geografische Instabilität, die die Investoren gegebenenfalls zögern lassen. Wägt man das Stärken-Schwächen-Profil und die damit verbundenen Chancen und Risiken ab, bietet sich ein beachtliches Investitionspotenzial insbesondere mit Partnern aus der Türkei.

Des Weiteren wurde der Einfluss Erneuerbarer Energien auf die Treibhausgasemissionen betrachtet. Das Base-Case-Szenario ermöglicht eine Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien. Bioenergie und Geothermie agieren dann als Ausgleichselemente.

9.2. Handlungsempfehlungen

Auf der Grundlage der Verhältnisse und Aussichten für Erneuerbare Energien in der Türkei sollen auf der Basis der vorstehenden Ausführungen folgende Handlungsempfehlungen abgeleitet werden.

- Eine aussichtreiche Möglichkeit stellt die Gründung von Joint Ventures dar. Hier würde ein ausländisches Unternehmen, das für das jeweilige Technologiefeld spezifisches Know-how mitbringt, und der türkische Partner gemeinsam die Integration in den türkischen Markt gewährleisten. Hindernisse für ausländisches Unternehmen wie Bürokratie, Genehmigungsverfahren oder Rechtsangelegenheiten können zumindest teilweise durch die Kooperationen mit türkischen Unternehmen umgangen bzw. bewältigt werden. Erhöhte Hindernisse bei öffentlichen Ausschreibungen durch die Bevorzugung heimischer Bieter entfallen auf diesem Wege. Der Vertrieb gilt im Übrigen als Stärke der türkischen Unternehmen [102]. Eine Zusammenarbeit mit einem regionalen türkischen Partner, der die jeweiligen Gegebenheiten kennt, ist besonders empfehlenswert. Bei der Auftragsvergabe sind persönliche Netzwerke erfahrungsgemäß außerordentlich wichtig. Gute lokale Kontakte sind in der Türkei unabdingbar [102].
- Eine andere Handlungsmöglichkeit als Markteintrittsform bietet die Übernahme eines bereits vorhandenen Unternehmens. Der Vorteil liegt hierbei darin, dass schon ein Bekanntheitsgrad vorhanden ist, womit Werbekosten eingespart werden können. Auch das Rekrutieren und Einarbeiten von neuen Mitarbeitern entfällt weitgehend. Das lokale Management sollte möglichst beibehalten werden, um örtlichen Besonderheiten Rechnung zu tragen und den Kundenstamm besser betreuen zu können.
- Wegen der staatlichen Förderung von lokal hergestellten Teilen und Komponenten durch Zusatzvergütungen ist für internationale Unternehmen ein Anreiz für eine lokale Fertigung geschaffen worden. Da der Zuliefermarkt für Erneuerbare Energien in der Türkei wenig ausgebaut ist und kaum ein Interessenkonflikt mit

anderen Wettbewerbern besteht, können Unternehmen für lokale Fertigungen in den türkischen Markt eintreten.

- Die Türkei hat Sonderzonen (YEKA) für Sonnenenergie und Windenergie (insgesamt 1.000 MW) ausgelobt. Dies schafft neue Handlungsmöglichkeiten für Unternehmen, wobei sich der Staat verpflichtet, für die Laufzeit von 15 Jahren den produzierten Strom zu einem Festpreis abzunehmen [89]. Unternehmen haben, sofern sie die Ausschreibung gewinnen, eine neue Handlungsmöglichkeit in den türkischen Markt einzutreten.
- Die Unternehmen, die nicht im Kerngeschäft der Energiegewinnung oder der Komponentenherstellung tätig sind, können Dienstleistungen im Bereich Erneuerbarer Energien anbieten. Hierbei kann es sich um EPC-Unternehmen, Anbieter von Messdienstleistungen, Anbieter von Sicherheitstrainings, Anbieter von Tiefbohrungen und Logistikbetriebe mit Referenzen handeln.

Abschließend wird erneut vermerkt, dass Erneuerbare Energien ausgebaut und effiziente Energiestrukturen gefördert werden müssen, um die Treibhausgasemission zu verringern. Denn Studien zeigen, dass eine Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien im Kontext mit zielführenden Effizienzbemühungen mit ähnlichen Kosten im Vergleich zur Beibehaltung eines hohen Anteils an Kohle- und Atomstrom behaftet wäre [90]. Eine Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien ist demnach eine bedeutsame Alternative, um Kohlenstoffdioxidemissionen zu vermeiden.

9.3. Ausblick

Die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, dass Erneuerbare Energien in Zukunft im türkischen Energiemarkt essentieller Bestandteil der türkischen Energiepolitik sind. Da der Staat sich aus dem Energieerzeugungsbereich zurückzieht, muss die zu erwartende Lücke durch eine verstärkte Investitionsbereitschaft auf Seiten privater in- und ausländischer Unternehmen geschlossen werden. Für Unternehmen bieten die Bewegung und der Aufschwung im türkischen Erneuerbaren Energiemarkt gute Voraussetzungen für Neuinvestitionen.

Die erneuerbaren Energiequellen werden in der Türkei als wichtige heimische Energiequelle gesehen, die es zu fördern gilt, um der Energieabhängigkeit des Landes entgegenzuwirken. Die Außenabhängigkeit und die Ressourcenknappheit von Energie der Türkei gibt den Investoren die Chance, diese Lücke durch Erneuerbaren Energien zu schließen. Es kommt hinzu, dass die Türkei reich an Potenzialen im Bereich Erneuerbare Energien ist. Für die folgenden Jahre hat sich die türkische Regierung fest definierte Ziele für Erneuerbare Energien im Zusammenhang der Vision 2023 gesetzt.

Abschließend lässt sich sagen, dass die Türkei in den letzten Jahren erhebliche Fortschritte im Abbau von Restriktionen und Markteintrittsbarrieren erzielt hat. Allerdings gibt es weiterhin einige Hemmnisse und damit verbundene Risiken, die besonders für private Investoren zum Problem werden können. Sie sind jedoch - wie aus den im vergangenen Abschnitt dargelegten Handlungsempfehlungen hervorgeht - prinzipiell beherrschbar.

Literaturverzeichnis

- [1] PwC; Newsletter Trade & Finance; Nachrichten für Experten, Ausgabe Herbst 2014, Frankfurt am Main 2014

- [2] <http://www.invest.gov.tr/de-de/sectors/Pages/Energy.aspx> (Die Agentur für Wirtschafts- und Investitionsförderung der Türkei (Basbakanlık Yatırım Destek ve Tanıtım Ajansı), 27.01.2017)

- [3] <http://www.tuik.gov.tr/UstMenu.do?metod=temelist> (Statistikamt der Türkei, 27.01.2017)

- [4] Schabbach, T. und Wesselak, V.; Energie, Springer Verlag, Berlin 2012

- [5] International Energy Agency; Key World Energy Statistics 2016, Paris 2016

- [6] Kaltschmitt, M., Streicher, W. und Wiese, A; Erneuerbare Energien, 5. Auflage, Springer Verlag, Berlin 2014

- [7] Bürke, T. und Wengenmayr R.; Erneuerbare Energien, 3. Auflage, Wiley-VCH Verlag, Weinheim 2011

- [8] Schabbach, T., Wesselak, V., Link, T., und Fischer, J.; Regenerative Energietechnik, 2. Auflage, Springer Verlag, Berlin 2013

- [9] <https://www.wind-energie.de/themen/zahlen-und-fakten/> (Bundesverband WindEnergie e.V., 28.02.2017)

- [10] Kohl, H.; Erneuerbare Energie, Wiley-VCH Verlag, Weinheim 2007

- [11] Synwoldt, C.; Dezentrale Energieversorgung mit regenerativen Energien, Springer Fachmedien, Wiesbaden 2016

[12] Staab, J.; Erneuerbare Energien in Kommunen, 3. überarbeitete und erweiterte Auflage, Springer Fachmedien, Wiesbaden 2016

[13] <https://www.solarwirtschaft.de/unsere-themen/photovoltaik/> (Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 14.03.2017)

[14] <https://www.solarbranche.de/ausbau/welt> (Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien, 14.03.2017)

[15] <https://www.weltderphysik.de/gebiet/technik/energie/solarenergie/solarthermie/solkraftwerke/> (Deutsche Physikalische Gesellschaft e.V., 19.03.2017)

[16] <http://www.energienpoint.de> (Ein Web2Venture Projekt von Martin Brosy, 21.03.2017)

[17] Diekmann, B. und Rosenthal, E.; Energie, Springer Fachmedien, Wiesbaden 2014

[18] Pitz-Paal, R; Erneuerbare Energien, Wiley-VCH Verlag, Weinheim 2007

[19] <http://www.br.de> (Bayerischer Rundfunk, 24.03.2017)

[20] <https://www.geothermie.de/geothermie/geothermie-in-zahlen.html> (Bundesverband Geothermie, 03.04.2017)

[21] <http://www.bine.info/themen/erneuerbare-energien/geothermie/publikation/tiefe-geothermie-dauerhaft-nutzen/messungen-mit-vibrationsfahrzeugen/> (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 10.04.2017)

[22] <https://www.bioenergie.de/themen/wirtschaft> (Bundesverband Bioenergie e.V., 21.04.2017)

[23] <https://www.statista.com> (Statista GmbH, 21.04.2017)

- [24] <https://www.bioenergie-branche.de/ausbau> (Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien, 21.04.2017)
- [25] Watter, H.; Regenerative Energiesysteme, Springer Fachmedien, Wiesbaden 2015
- [26] <https://biokraftstoffe.fnr.de/kraftstoffe/einfuehrung/> (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., 06.05.2017)
- [27] http://www.ppm-biodiesel.com/?datei=BDA_Vorteile_BD.php&language=de (PPM Energie GmbH, 06.05.2017)
- [28] <https://www.cropenergies.com/de/Ethanol/> (CropEnergies Bioethanol GmbH, 06.05.2017)
- [29] <https://www.aic-chemnitz.de/referenzen/> (AIC Ingenieurgesellschaft für Bauplanung Chemnitz GmbH, 06.05.2017)
- [30] <https://www.weltkarte.com/europa/landkarten-und-stadtplaene-der-tuerkei.htm> (Virgil Interactive GmbH, 13.05.2017)
- [31] <https://www.dzkk.tsk.tr> (Deniz Kuvvetleri Komutanlığı (Türkische Marine), 13.05.2017)
- [32] <http://www.einguide.com> (EBSA Ltd, 13.05.2017)
- [33] <http://anatolienmagazin.de/regionen-der-tuerkei/> (Jens Helmstedt Bild- und Medienagentur, 13.05.2017)
- [34] <https://www.mgm.gov.tr/veridegerlendirme/sicaklik-analizi.aspx> (Wetteramt der Türkei, 15.05.2017)
- [35] <http://enerjienstitusu.com> (Energie Institut, 22.05.2017)

- [36] <http://www.enerjiatlas.com> (Ahmet Yılmaz, Energie Atlas, 22.05.2017)
- [37] <http://www.enerji.gov.tr> (Energieministerium der Türkei, 22.05.2017)
- [38] <https://www.teias.gov.tr/tr-TR/faaliyet-raporlari> (Türkischen Netzübertragungsbetreiber TEİAS, 22.05.2017)
- [39] <http://www.dsi.gov.tr/hizmet-alanlari/enerji> (Wasseramt der Türkei DSI, 23.05.2017)
- [40] Arlı Yılmaz, S.; Yeşil İşler ve Türkiye de Yenilenebilir Enerji Alanındaki Potansiyeli, T. C. Kalkınma Bakanlığı, Ankara 2014
- [41] <http://www.iwr.de> (Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien, 01.06.2017)
- [42] <https://www.energie-klimaschutz.de/energiewende/erzeugung/> (eine Initiative der EnBW Energie Baden-Württemberg AG, 02.06.2017)
- [43] Uycan, D; Zielmarktanalyse Türkei mit Profilen der Marktakteure, Deutsch-Türkische Industrie- und Handelskammer, Istanbul 2013
- [44] <http://www.greenwaycsp.com> (Greenway Güneş Sistemleri Enerji Üretim Sanayi ve Ticaret AŞ, 06.06.2017)
- [45] <https://www.eigm.gov.tr/tr-TR/Anasayfa> (Generaldirektorat für Erneuerbare Energien, 08.06.2017)
- [46] <https://www.mta.gov.tr/v3.0/hizmetler/jeotermal-harita> (Generaldirektorat für Rohstoffforschung und –suche, MTA, 13.06.2017)
- [47] <http://www.jeotermaldernegi.org.tr> (Geothermie Verband Türkei, 13.06.2017)
- [48] <http://www.izka.org.tr/tr/yesil-buyume> (Wirtschaftsförderungsagentur Izmir, 21.06.2017)

[49] <http://www.tarim.gov.tr/Konular/Plan-Program-Ve-Faaliyet-Raporlari> (Ministerium für Forst- und Wasserwirtschaft, 21.06.2017)

[50] Deutsch-Türkische Industrie- und Handelskammer; Zielmarktanalyse Türkei mit Profilen der Marktakteure Bioenergie aus biogenen Rest- und Abfallstoffen, Istanbul 2015

[51] Türkisch-Deutsches Biogasprojekt, Das Projekt wurde durch das Deutsche Bundesministerium (BMUB) im Rahmen der Internationalen Klimaschutzinitiative (IKI) gefördert und in Zusammenarbeit mit dem türkischen Ministerium für Umwelt und Stadtentwicklung von der Deutschen Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit (GIZ) durchgeführt, 2015

[52] www.elektrikport.com.tr (PlusGrup İletişim Hizmetleri A.Ş., 23.06.2016)

[53] <http://www.albiyobir.org.tr> (Albiyobir Alternatif Enerji ve Biyodizel Üreticileri Birliği Derneği, 23.06.2016)

[54] Akalin B, und Seyrekbasan A.; Dünyadaki Biyoetanol Politikalarının Türkiye Koşulları ile Karşılaştırmalı İncelenmesi ve Türkiye Şartlarına Uygunluk Açısından Biyoetanol Üretiminde Kullanılan Hammaddelerin Değerlendirilmesi, T. C. Şeker Kurumu, Ankara 2015

[55] <https://www.epias.com.tr/epias-kurumsal/hakkimizda/> (Betrieb der Energiemärkte Aktiengesellschaft Türkei, 01.07.2017)

[56] https://www.tedas.gov.tr/#!tedas_bilgimerkezi (Staatlicher Türkischer Elektrizitätsverteilung Aktiengesellschaft, 01.07.2017)

[57] <http://www.tetas.gov.tr> (Staatlicher Stromgroßhandel Aktiengesellschaft, 01.07.2017)

[58] Türkei Erneuerbare Energien Nationale Aktionsplan (Türkiye Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı, Energieministerium der Türkei, Ankara, Dezember 2014)

- [59] Göden, T; Photovoltaikanlagen in der Türkei, Disserta Verlag, Hamburg 2015
- [60] Gieler, W und Henrich, C; Politik und Gesellschaft in der Türkei, Springer Fachmedien, Hamburg 2015
- [61] <https://www.lexas.de/europa/tuerkei/index.aspx> (Lexas Information Network, 22.07.2017)
- [62] <http://sgb.meb.gov.tr/www/dokumanlar/icerik/30> (Ministerium für Nationale Erziehung (MEB), 26.07.2017)
- [63] Daten und Analysen zum Hochschul- und Wissenschaftsstandort Türkei, DAAD-Bildungssystemanalyse, 2016
- [64] <http://www.yok.gov.tr> (Hochschulrat der Türkei (Yüksek Öğretim Kurulu-YÖK), 29.07.2017)
- [65] <https://www.bpb.de/internationales/europa/tuerkei/> (Bundeszentrale für politische Bildung, 03.08.2017)
- [66] <https://stratejigelistirme.diyamet.gov.tr/sayfa/57/istatistikler> (Präsidium für Religiöse Angelegenheiten (Diyamet İşleri Başkanlığı), 03.08.2017)
- [67] <https://www.sanayi.gov.tr/plan-program-raporlar-ve-yayinlar/faaliyet-raporlari> (Ministerium für Wissenschaft, Industrie und Technologie (Bilim, Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı), 06.08.2017)
- [68] <https://www.btk.gov.tr/iletisim-hizmetleri-istatistikleri> (Aufsichts- und Regulierungsbehörde für Informations- und Kommunikationstechnologien (Bilgi Teknolojileri ve İletişim Kurumu), 10.08.2017)
- [69] <http://www.tubisad.org.tr/tr/bilgi-bankasi/sunumlar-liste/TUBISAD-Raporlar/40/0/0> (Verein der Unternehmer für Informations- und Kommunikationstechnologien (Türkiye Bilişim Sanayicileri Derneği), 10.08.2017)

[70] <https://www.worldbank.org/en/country/turkey> (Weltbank, 11.08.2017)

[71] <https://www.uab.gov.tr/projeler> (Ministerium für Verkehr, Schifffahrt und Kommunikation (Ulaştırma, Denizcilik ve Haberleşme Bakanlığı), 11.08.2017)

[72] <https://www.invest.gov.tr/tr/library/sayfalar/default.aspx> (Die Agentur für Wirtschafts- und Investitionsförderung der Türkei (Basbakanlık Yatırım Destek ve Tanıtım Ajansı), 12.08.2017)

[73] <https://www.theglobaleconomy.com/Turkey/> (American Economic Association, 18.08.2017)

[74] <https://ticaret.gov.tr/istatistikler/arastirma-ve-raporlar> (Ministerium für Wirtschaft, (Ekonomi Bakanlığı), 19.08.2017)

[75] <https://data.oecd.org/economy.htm> (Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (Organisation for Economic Co-operation and Development), 22.08.2017)

[76] <https://www.imf.org/en/Countries/TUR> (Internationaler Währungsfonds, 22.08.2017)

[77] <https://www.iskur.gov.tr/kurumsal-bilgi/raporlar/> (Arbeitsanstalt der Türkei (Türkiye İş Kurumu), 26.08.2017)

[78] <http://www.sgk.gov.tr/wps/portal/sgk/tr/kurumsal/istatistik> (Sozialversicherungsanstalt der Türkei (Sosyal Güvenlik Kurumu), 26.08.2017)

[79] Salary and Wages Türkei Report 2016 (für die Ermittlung der Löhne wurden über 5.000 Firmen befragt), Poyraz Consulting, 2016

[80] <http://www.sbb.gov.tr/butce-genel-faaliyet-raporlari/> (Ministerium für Entwicklung (Kalkınma Bakanlığı), 28.08.2017)

[81]

<https://www.tcmb.gov.tr/wps/wcm/connect/TR/TCMB+TR/Main+Menu/Yayinlar/Raporlar> (Zentralbank der Türkei (Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası), 29.08.2017)

[82] <https://www.akparti.org.tr/icraatlar/> (Partei für Gerechtigkeit und Entwicklung (Adalet ve Kalkınma Partisi), 04.09.2017)

[83] https://www.ab.gov.tr/turkiye-ab-iliskilerinin-tarihcesi_111.html (Ministerium für Europa (Avrupa Birliği Bakanlığı), 07.09.2017)

[84] <https://www.csb.gov.tr/dokumanlar> (Ministerium für Umwelt und Stadtentwicklung (Çevre ve Şehircilik Bakanlığı), 10.09.2017)

[85] <http://energyworld.com.tr/category/surdurulebilirlik/> (Energy World Zeitschrift, 10.09.2017)

[86] <https://www.yesilhaber.net/kategori/gunes/> (Plattform für Erneuerbare Energien, 31.03.2018)

[87] <http://www.epdk.org.tr/Detay/Icerik/3-0-56/faaliyet-raporlari> (Die Regulierungsbehörde für den Energiemarkt Türkei, 12.06.2018)

[88] <https://kkp.tarim.gov.tr/> (Ministerium für Landwirtschaft (Tarım Bakanlığı), 13.06.2018)

[89] Deutsch-Türkische Industrie- und Handelskammer; Türkei Windenergie Zielmarktanalyse mit Profilen der Marktakteure, Istanbul 2017

[90] Germanwatch; Globale Klimawandel, Ursachen, Folgen und Handlungsmöglichkeiten, Berlin 2011

[91] <https://www.ailevecalisma.gov.tr/yayinlar/raporlar/aile-ve-toplum/> (Ministerium für Familien- und Sozialpolitik (Aile ve Sosyal Politikalar Bakanlığı), 21.06.2018)

- [92] <https://teftis.ktb.gov.tr/TR-264647/mevzuattaki-yenilikler.html> (Ministerium für Kultur und Tourismus (Kültür ve Turizm Bakanlığı), 21.06.2018)
- [93] <https://www.tubitak.gov.tr/tr/kurumsal/hakkimizda/icerik-stratejik-yonetim-belgeleri-0> (Wissenschaftlicher-Technologischer Forschungsrat Türkei, 21.06.2018)
- [94] <http://www.renewable-energy-concepts.com> (Dipl.-Ing. Stefan Gleis, 25.06.2018)
- [95] <https://www.halbleiter.org/pdf/> (Dipl.-Ing. Stefan Gleis, 12.09.2018)
- [96] <https://www.wegatech.de/photovoltaik/> (wegatech greenergy GmbH, 15.09.2018)
- [97] <http://www.salaryexplorer.com/salary-survey.php?loc=221&loctype=1> (Internationaler Gehaltsvergleichsportal, 24.01.2019)
- [98] <https://www.peryon.org.tr/Arastirma-Raporlari> (Verein für Human Management Türkei, 24.01.2019)
- [99] Faradsch, S; Zielmarkt Türkei, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, Berlin
- [100] <https://www.gtai.de/gtai-de/trade/weltkarte/europa/tuerkei-118938> (Germany Trade and Invest - Gesellschaft für Außenwirtschaft und Standortmarketing mbH, 29.05.2017)
- [101] Karagöl E, und Kavaz İ.; Dünyada ve Türkiye’de Yenilenebilir Enerji, SETA, Ankara 2017
- [102] Deutsch-Türkische Industrie- und Handelskammer; Türkei Oberflächennahe Geothermie Zielmarktanalyse mit Profilen der Marktakteure, Istanbul 2015
- [103] <https://www.enerjigazetesi.ist/en/jeotermal-enerjisi-haberleri/> (Sarp ALTINEL, 05.02.2019)
- [104] <https://www.zukunft-mobilitaet.net/kategorie/infrastruktur/> (Martin Randelhoff, 23.06.2019)

Anhang

Erneuerbare Energie-Gesetze (Nr. 5346 und Nr. 6094) mit deutscher Übersetzung

Gesetz über die Verwendung von erneuerbaren Energiequellen zur Stromerzeugung Gesetz Nr. 5346, verabschiedet am: 10. Mai 2005

Erster Abschnitt

Zweck, Umfang, Begriffsbestimmungen und Abkürzungen

Zweck

§ 1 — Der Zweck dieses Gesetzes ist die Ausweitung der Nutzung von erneuerbaren Energieressourcen zur Stromerzeugung, die Verfügbarmachung für die Wirtschaft dieser Ressourcen in sicherer und wirtschaftlich vorteilhafter Weise und guter Qualität, die Diversifizierung der Ressourcen, die Reduzierung des Ausstoßes von Treibhausgasen, die Verwertung von Abfällen, der Schutz der Umwelt und die Förderung des Fertigungssektors, der zur Realisierung dieser Zwecke erforderlich ist.

Umfang

§ 2 — Dieses Gesetz umfasst die Verfahren und Grundsätze zum Schutz von Bestandsflächen erneuerbarer Energieressourcen, zur Nutzung dieser Ressourcen und zur Zertifizierung der elektrischen Energie, die aus diesen Ressourcen erzeugt wird.

Begriffsbestimmungen und Abkürzungen

§ 3 — Im Rahmen dieses Gesetzes verwendete Begriffe haben folgende Bedeutung:

1. Ministerium: Ministerium für Energie und natürliche Ressourcen,
2. EPDK: Aufsichtsbehörde für den Energiemarkt,
3. DSI: Generaldirektorat der staatlichen Wasserwerke,
4. EIE: Generaldirektorat des Forschungsamtes zur Stromwirtschaft,
5. TEİAŞ: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketini – staatliches Stromübertragungsunternehmen der Türkei,
6. MTA: Generaldirektorat für Bergbau,
7. TETAŞ: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketini staatliches

Stromversorgungsunternehmen,

8. YEK – Erneuerbare Energieressourcen:

Nicht-fossile Energieressourcen wie Wasserkraft, Wind-, Solar- und Geothermalenergie, Biomasse, Biogas, Wellen-, Strömungs- und Gezeitenenergie,

9. Biomasse: Feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe, die aus organischen Abfällen, Produkten der Land- und Forstwirtschaft einschließlich Pflanzenölabfällen und Ernterückständen gewonnen werden, sowie Nebenprodukte, die aus der Verarbeitung derartiger Produkte gewonnen werden,

10. Geothermiequellen: Dampf und natürliche Wasser, die gelöste Stoffe und Gase enthalten können und deren Temperatur aufgrund der natürlichen Erdwärme ständig über der lokalen atmosphärischen Durchschnittstemperatur liegt, sowie Wasser, Dampf und Gase, die unter Verwendung von heißem trockenem Gestein gewonnen werden,

11. Erneuerbare Energieressourcen im Sinne dieses Gesetzes:

Wind-, Solar- und Geothermalenergie, Biomasse, Biogas, Wellenenergie, Strömungs- und Gezeitenenergie sowie Ressourcen, die sich zur Errichtung von hydroelektrischen Anlagen eignen wie Kanäle oder Flüsse oder Reservoirs mit einer Fläche von weniger als 15 km²,

12. Durchschnittlicher Großhandelsverkaufspreis von Strom in der Türkei:

Durchschnitt der jährlichen Großhandelsverkaufspreise für Strom in der Türkei, wie er vom EPDK errechnet wird.

Zweiter Abschnitt

Festlegung, Schutz und Nutzung von Flächen erneuerbarer Energieressourcen sowie Zertifizierung der aus diesen Ressourcen erzeugten elektrischen Energie.

Festlegung, Schutz und Nutzung von Ressourcenflächen

§ 4 — Nach dem Inkrafttreten dieses Gesetzes dürfen keine Flächennutzungspläne mehr erstellt werden, die die Nutzung und den Ertrag von erneuerbaren Energieressourcen beeinträchtigen, die auf öffentlichen oder dem Schatzamt gehörenden Grundstücken liegen. Die Verfahren und Grundsätze zur Feststellung, zum Schutz und zur Nutzung von Geothermalquellen für die Stromerzeugung werden in einer Verordnung geregelt.

YEK-Zertifikat

§ 5 — Für den Handel von Strom aus erneuerbaren Energieressourcen auf dem Binnenmarkt oder auf internationalen Märkten stellt der EPDK der juristischen Person, die im Besitz einer Erzeugerlizenz ist, zur Ausweisung der Art der Ressource und zum Zweck der Verfolgung ein „Zertifikat über erneuerbare Energieressourcen – YEK-Zertifikat“ aus. Die Verfahren und Grundsätze zum YEK-Zertifikat werden in einer Verordnung geregelt.

Dritter Abschnitt

Verfahren und Grundsätze für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieressourcen Umsetzungsgrundsätze

§ 6 — (geändert mit §17 des Gesetzes Nr. 5627 vom 18. April 2007) Juristische Personen im Besitz von Lizenzen unterliegen bei der Erzeugung und beim Handel mit Strom aus erneuerbaren Energieressourcen den folgenden Umsetzungsgrundsätzen:

- a) Juristische Personen mit einer Einzelhandelsverkaufslizenz beziehen elektrische Energie gemäß den Grundsätzen dieses Paragraphen von solchen Stromerzeugern, die im Rahmen dieses Gesetzes Strom aus erneuerbaren Energieressourcen erzeugen, über ein YEK-Zertifikat verfügen und weniger als zehn Betriebsjahre aufweisen.
- b) Das EPDK veröffentlicht alljährlich Informationen zu den Strommengen mit YEK-Zertifikat, die unter dieses Gesetz fallen. Jede einzelne juristische Person mit einer Einzelhandelsverkaufslizenz kann Strom mit YEK-Zertifikat bis zu dem Anteil erwerben, der ihrem Verkaufsanteil an der im vergangenen Kalenderjahr landesweit verkauften Gesamtstrommenge entspricht.
- c) Der Strompreis für elektrische Energie im Rahmen dieses Gesetzes ist der jedes Jahr vom EPDK festgelegte durchschnittliche Großhandelsverkaufspreis für Strom in der Türkei im Vorjahr. Allerdings darf dieser Preis nicht weniger als den Gegenwert in TRY von fünf EUR-Cent pro kWh und nicht mehr als den Gegenwert in TRY von 5,5 EUR-Cent pro kWh betragen. Juristische Personen im Besitz einer Lizenz für Strom aus erneuerbaren Energieressourcen, die die Möglichkeit haben, Strom auf dem freien Markt für mehr als 5,5 EUR-Cent pro kWh zu verkaufen, können diese Möglichkeit in Anspruch nehmen.

Die Umsetzungen im Rahmen dieses Paragraphen gelten für Anlagen, die vor dem 31. Dezember 2011 den Betrieb aufgenommen haben. Der Ministerrat kann die Frist jedoch um höchstens zwei Jahre verlängern, vorausgesetzt, bis zum 31. Dezember 2009 wird ein entsprechender Beschluss im Gesetzblatt veröffentlicht.

Vierter Abschnitt

Umsetzungsgrundsätze zur Investitionsdauer

§ 7 — Natürliche und juristische Personen, die ausschließlich für den Eigenbedarf allein stehende oder an das Netz angeschlossene Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von maximal 1.000kW errichten, in denen Strom aus erneuerbaren Energieressourcen erzeugt wird, sind von Gebühren für das verbindliche Projekt, die Planung, den Leitplan, die Vorprüfung oder die Vorstudien oder die von DSI oder EIE erstellte Planung befreit.

Im Rahmen dieses Gesetzes können

- a) Investitionen für Stromerzeugungsanlagen,
- b) Beschaffungen von elektromechanischen Systemen aus heimischer Fertigung,
- c) Investitionen in Forschung und Entwicklung und Fertigung für Stromerzeugungssysteme, in denen Solarzellen und Fokussierungseinheiten verwendet werden,
- d) Investitionen in Forschung und Entwicklung und Anlagen zur Strom- oder Brennstoffherzeugung unter Einsatz von Biomasse auf Beschluss des Ministerrates als Fördermaßnahmen in Anspruch genommen werden.

Siedlungsgebiete innerhalb der Grenzen von Gouvernements und Kommunen in Regionen mit ausreichenden Geothermalquellen haben ihren Bedarf an Wärmeenergie prioritär aus Geothermalquellen und solaren Wärmeenergiequellen zu beziehen.

Umsetzungen zum Grundstücksbedarf

§ 8 — (geändert mit §18 des Gesetzes Nr. 5627 vom 18. April 2007 in der mit § 23 des Gesetzes Nr. 5783 vom 09. Juli 2008 geänderten Fassung) Falls als Forsten ausgewiesene Liegenschaften oder Liegenschaften aus dem Sonderbesitz des Schatzamtes oder solche, über die der Staat ein Verfügungsrecht hat, im Rahmen dieses Gesetzes im Zusammenhang mit der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energieressourcen genutzt werden, dann erteilt das Ministerium für Umwelt und Forstwirtschaft oder das Finanzministerium gegen Gebühr die Genehmigung zur Errichtung von Anlagen, Verkehrswegen und Energietransportleitungen auf den Grundstücken bis zum Anschlusspunkt an das Netz, vermietet sie, richtet ein Servitutsrecht ein oder lässt die Nutzung zu.

Falls es sich bei den gemäß Abs. 1 dieses Paragraphen zu nutzenden Liegenschaften um Weiden, Almen, Winterquartiere oder öffentliche Triften oder Wiesen handelt, die dem Weidelandgesetz vom 25. Februar 1998, Gesetz Nr. 4342, unterliegen, dann werden diese Liegenschaften gemäß den Bestimmungen des genannten Gesetzes unter Änderung ihrer Widmung auf das Schatzamt eingetragen. Das Finanzministerium nimmt gegen Gebühr die Vermietung oder die Einrichtung von Servitutsrechten darauf vor.

Auf die Gebühren für Genehmigungen, Vermietung, Servitutsrechte und Nutzungserlaubnisse wird in den ersten zehn Jahren der Investitions- und Betriebsphase ein Nachlass von 85 % eingeräumt, sofern die Anlagen, Verkehrswege und Energietransportleitungen bis zum Anschlusspunkt an das Netz bis zum 31. Dezember 2012 in Betrieb genommen werden. Es werden keine Beiträge zur Förderung von Dörfern in Waldgebieten oder Sonderzahlungen zur Baumbepflanzung oder zur Erosionskontrolle erhoben.

Für Liegenschaften aus dem Sonderbesitz des Schatzamtes oder solche, über die der Staat ein Verfügungsrecht hat und die sich im Reservoir-Bereich von hydroelektrischen Stromerzeugungsanlagen befinden, die unter dieses Gesetz fallen, erteilt das Finanzministerium eine gebührenfreie Nutzungsgenehmigung.

Fünfter Abschnitt

Verschiedene Bestimmungen

Koordination der Umsetzungen

§ 9 — Das Ministerium stellt die Umsetzung, Anleitung, Überwachung und Bewertung der in diesem Gesetz festgelegten Grundprinzipien und Verpflichtungen sicher und sorgt für die Koordination bei der Planung von Maßnahmen.

Sanktionen

§ 10 — Juristische Personen mit einer Einzelhandelsverkaufslizenz, die gegen die Bestimmungen von § 6 dieses Gesetzes verstoßen, werden vom EPDK mit einer Geldbuße in Höhe von 250 Milliarden TRL [250.000 TRY; Anm. d. Ü.] bestraft und zur Beseitigung der Verstöße innerhalb von sechzig Tagen abgemahnt.

Falls die o. g. mit einer Geldbuße zu ahndenden Verstöße trotz Abmahnung nicht beseitigt werden oder eine Wiederholung stattfindet, dann verdoppelt sich die Geldbuße mit jeder Wiederholung. Falls innerhalb von zwei Jahren nach Verhängung einer Geldbuße der gleiche Verstoß nicht erneut begangen wird, dann wird bei einer späteren Wiederholung die zuletzt gezahlte Geldbuße nicht mehr zugrunde gelegt. Falls eine Geldbuße innerhalb von zwei Jahren aufgrund von Wiederholung des gleichen Verstoßes mehrfach angewendet wird, dann darf der Betrag der Geldbuße jedoch nicht 10 % der in der Bilanz ausgewiesenen un versteuerten Einkünfte der von der Strafe betroffenen juristischen Person übersteigen. Falls Geldbußen ein solches Niveau erreichen, kann das EPDK die Lizenz entziehen.

Verordnungen

§ 11 — Innerhalb von vier Monaten nach dem Inkrafttreten dieses Gesetzes wird das EPDK die Verordnung gemäß § 5 dieses Gesetzes und das Ministerium die sonstigen Verordnungen erstellen und in Kraft setzen.

§ 12 — Der Zusatzparagraph 1, der mit § 18 des Gesetzes Nr. 4628 vom 20. Februar 2001 dem Gesetz Nr. 6200 vom 18. Dezember 1953, Organisation des Generaldirektorats der staatlichen Wasserwerke und seine Aufgaben, hinzugefügt wurde, wird in folgender Weise geändert.

Zusatzparagraph 1 – Die der Stromerzeugung dienenden Anlagen von hydroelektrischen Kraftwerken und deren Nebenanlagen, die vom Generaldirektorat der staatlichen Wasserwerke errichtet und bereits in Betrieb genommen wurden oder in Zukunft in Betrieb genommen werden, werden kostenfrei auf die Hauptverwaltung der Elektrik Üretim Anonim Şirketi – Stromerzeugungsfirma – übertragen und zwar zu dem Wert, der sich unter Berücksichtigung der Baukosten, der Rückzahlungen an den Fonds für öffentliche Beteiligung für die Dauer des Betriebes, die nach der Fertigstellung der Anlagen beginnt, sowie der finanziellen Verpflichtungen ergibt, die aufgrund von Projektkrediten aus dem Ausland entstanden sind, die vom Staatssekretariat für das Schatzamt beschafft und dem Generaldirektorat der staatlichen Wasserwerke bereit gestellt wurden. Das Staatssekretariat für das Schatzamt und die Hauptverwaltung der Stromerzeugungsfirma werden einen Darlehensvertrag abschließen, um sicherzustellen, dass die Firma Zahlungen des Staatssekretariats für das Schatzamt übernimmt, die letzteres in den Folgejahren nach der

Übertragung in Bezug auf den Teil der Auslandskredite bezahlt, die sich auf den Zweck der Energieerzeugung beziehen.

Die Verfahren und Grundsätze zur Übertragung werden in einer Verordnung geregelt, die vom Ministerium für Energie und natürliche Ressourcen und dem Staatssekretariat für das Schatzamt erstellt und mit Beschluss des Ministerrates in Kraft gesetzt werden.

Die Übertragungsvorgänge unterliegen keinerlei Steuern, Gebühren oder Beiträgen.

§ 13 — Der Paragraph 11, „Verstaatlichungen“, des Gesetzes Nr. 3096 vom 04. Dezember 1984 wurde wie folgt geändert:

§ 11 – Falls auf der Grundlage der genehmigten Ausführungsprojekte für die Anlagen zur Erzeugung, zum Transport und zum Vertrieb [von Energie/Strom], die von beauftragten Firmen zu errichten sind, der Bedarf an Verstaatlichungen entsteht, verfährt das Ministerium für Energie und natürliche Ressourcen gemäß den Bestimmungen von Gesetz Nr. 4650, vorausgesetzt, die beauftragte Firma übernimmt die Entschädigung für die Verstaatlichung, ausgenommen jedoch Anlagen mit Reservoir. Die Entschädigung für die Verstaatlichung von Anlagen mit Reservoir wird vom Schatzamt übernommen, die dafür Mittel verwendet, die dafür in den Haushalt des betroffenen Ministeriums gestellt wurden.

Die mit diesem Paragraphen geänderte Bestimmung findet Anwendung auf Investitionsprojekte, für die gemäß Gesetz 3096 ein Vertrag unterzeichnet wurde, die jedoch noch nicht in Betrieb genommen wurden.

Übergangsparagraph 1 — Juristische Personen, die [Investitionen nach dem] Betreibermodell [umsetzen], für die bereits Verträge gemäß dem Strommarktgesetz, Gesetz Nr. 4628, abgeschlossen wurden und die im Rahmen dieses Gesetzes Strom aus erneuerbaren Energieressourcen erzeugen werden, allerdings noch nicht den Betrieb aufgenommen haben, können die Möglichkeiten dieses Gesetzes in Anspruch nehmen, sofern sie auf ihre Rechte aus den bereits unterzeichneten Verträgen verzichten. Das EPDK stellt diesen Projekten eine Erzeugerlizenz aus.

Übergangsparagraph 2 — Staatliche Vertriebsfirmen mit einer Einzelhandelsverkaufslizenz sind von den Ankaufsverpflichtungen gemäß § 6 dieses

Gesetzes bis zum 01. Januar 2007 befreit, ausgenommen die bestehenden gesetzlichen Regelungen und Praktiken des Ministeriums und des EPDK. Sie schließen jedoch Stromverkaufsverträge mit juristischen Personen ab, die über ein YEK-Zertifikat zur Stromerzeugung verfügen und die ab dem Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes einen entsprechenden Antrag stellen. Derartige Verträge sind ab dem 01. Januar 2007 gültig.

Übergangsparagraph 3 — Die in § 6 dieses Gesetz angegebene Prognose wird innerhalb von drei Monaten nach Inkrafttreten dieses Gesetzes vom Ministerium veröffentlicht. Diese Prognose umfasst Projekte, die vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes vom EPDK eine Erzeugerlizenz erhalten haben, sowie unter den bereits bestehenden Verträgen gemäß Übergangsparagraph 1 auch diejenigen, die im Rahmen dieses Gesetzes eine Erzeugerlizenz erhalten werden.

Übergangsparagraph 4 — Die DSI-Energiebeitragsanteile in US-Dollar in den Verträgen für hydroelektrische Kraftwerke, die nach dem Betreibermodell entrichtet wurden, auf der Grundlage bestehender Verträge tätig und in Betrieb sind und deren DSI-Beiträge über den Tarif von TETAS bezahlt werden, werden zum Ende eines jeden Betriebsjahres zum Devisenkurs der Zentralbank am Zahltag in Höhe des Vertragsbetrages an das DSI gezahlt.

Der Anlagenbeitrag, der für hydroelektrische Kraftwerke berechnet wird, die im Rahmen von Gesetz Nr. 4628 errichtet wurden oder werden und der bei der Berechnung des Beitrages zum Energieanteil zugrunde gelegt wird, der an das Generaldirektorat der staatlichen Wasserwerke zu zahlen ist, darf 30 % des ersten Kostenvoranschlages, auf dem sich die Ausschreibung gründet, nicht überschreiten, der mit Hilfe des Großhandelspreisindex auf das Datum angepasst wurde, an dem der Vertrag über Wassernutzung abgeschlossen wird. Die Firma übernimmt vollständig den Anteil der Zahlungen, die für projektbezogene Verstaatlichungen geleistet wurden oder werden, der auf den Energieanteil entfällt, wobei dieser Betrag mit Hilfe des Großhandelspreisindex auf das Datum angepasst wurde, an dem der Vertrag über Wassernutzung abgeschlossen wird.

Inkrafttreten

§ 14 — Dieses Gesetz tritt zum Datum seiner Verkündung in Kraft.

Durchführung

§ 15 — Für die Durchführung der Bestimmungen dieses Gesetz ist der Ministerrat zuständig.

(Die Übersetzung des Gesetzes wurde mit größter Sorgfalt vorgenommen. Es besteht keine Haftung für die Richtigkeit der Übersetzung. Verbindlich ist der Original-Gesetzestext in der türkischen Fassung.)

Änderungen zum Gesetz über die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieressourcen Gesetz Nr. 6094, verabschiedet am: 29. Dezember 2010

§ 1- Artikel 3 Abs. 8, 9 und 11 des Gesetzes über Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieressourcen, Gesetz Nr. 5346 vom 10. Mai 2005, wurde geändert, der Abs. 1 wurde um einige Punkte ergänzt; außerdem wurden dem Artikel weitere Absätze angefügt. Die Änderungen im Einzelnen:

8. Erneuerbare Energieressourcen - EER

Nichtfossile Energieressourcen wie Wasserkraft, Wind-, Solar- und Geothermalenergie, Biomasse, Gas aus Biomasse (einschl. Abfallgas), Wellen-, Strömungs- und Gezeitenenergie

9. Biomasse

Ressourcen, die aus organischen Abfällen, Produkten der Land- und Forstwirtschaft einschließlich Pflanzenölabfällen und Ernterückständen sowie aus Nebenprodukten, die bei der Verarbeitung derartiger Produkte anfallen, gewonnen werden

11. Erneuerbare Energieressourcen im Sinne dieses Gesetzes

Wind-, Solar- und Geothermalenergie, Biomasse, Gas aus Biomasse (einschl. Abfallgas), Wellenenergie, Strömungs- und Gezeitenenergie sowie Ressourcen, die sich zur Errichtung von hydroelektrischen Anlagen eignen wie Kanäle oder Flüsse oder Reservoirs mit einer Fläche von weniger als 15km²

13. Abfallgas

Gas, das zur Energiegewinnung aus Abfällen und sonstigen Rückständen gewonnen wird.

14. EER-Fördermechanismus

Ein Fördermechanismus, der Verfahren und Grundsätze zu Preisen, Fristen und damit in Verbindung stehenden Zahlungen enthält, die von [natürlichen und juristischen] Personen in Anspruch genommen werden können, deren Fertigungsaktivitäten sich auf erneuerbare Energieressourcen gemäß diesem Gesetz stützen.

15. ZİFA (PMUM)

Zentralstelle für Finanzausgleich

16. EER-Gesamtbetrag

Die Gesamtmenge an elektrischer Energie, die von jedem, der dem EER-Fördermechanismus angeschlossen ist, in das Leitungs- oder Verteilernetz eingespeist wurde, wird mit den EER-Listenpreisen multipliziert und am Tag der Einspeisung auf der Grundlage des Devisenankaufskurses der Zentralbank der Republik Türkei in TRY umgerechnet; die Summe dieser TRY-Beträge ist der EER Gesamtbetrag.

17. Pflichtabgabesatz

Ein Satz, der bei der Berechnung des Betrages verwendet wird, den Versorgungsbetriebe zu bezahlen haben, die Strom an Verbraucher verkaufen. Der Satz berechnet sich wie folgt: Die Strommenge, die ein jeder Versorger an Verbraucher verkauft hat, wird durch die Gesamtstrommenge geteilt, die alle Versorger an Verbraucher verkauft haben.

Sonstige Begriffe und Bezeichnungen, die ohne weitere Begriffsbestimmung in diesem Gesetz verwendet werden, haben die im Strommarktgesetz, Gesetz Nr. 4628 vom 20. Februar 2001, definierte Bedeutung.

§ 2- Der zweite Satz von § 4 Abs. 1 des Gesetzes Nr. 5346 wurde wie folgt geändert:

Die Verfahren und Grundsätze zur Ermittlung und Klassifizierung, zum Schutz und zur Nutzung von Standorten erneuerbarer Ressourcen zur Stromgewinnung werden in einer Verordnung geregelt, zu der die Stellungnahme der zuständigen Institutionen und

Einrichtungen einzuholen ist. Das Ministerium teilt derartige Standorte den zuständigen Stellen mit, damit sie in die Bauleitplanung aufgenommen werden.

§ 3- Der § 6 des Gesetzes Nr. 5346 wurde zusammen mit seiner Überschrift wie folgt geändert:

EER-Fördermechanismus

§ 6- Besitzer von Stromerzeugerlizenzen, die dem EER-Fördermechanismus angeschlossen sind und in dem Zeitraum ab Inkrafttreten dieses Gesetzes (18. Mai 2005) die Stromerzeugung bereits aufgenommen haben oder sie bis zum 31. Dezember 2015 aufnehmen werden, kommen für einen Zeitraum von zehn Jahren in den Genuss der Listenpreise gemäß Anlage I dieses Gesetzes. Im Falle von Erzeugerbetrieben mit EER-Zertifikat, die nach dem 31. Dezember 2015 den Betrieb aufnehmen, legt der Ministerrat die nach dem Gesetz anzuwendenden Mengen, Preise, Fristen und Ressourcen fest, wobei die in der Liste angegebenen Preise nicht überschritten werden dürfen. Bei seiner Festlegung richtet sich der Ministerrat nach den [dann aktuellen] Entwicklungen und berücksichtigt vor allem die Angebotssicherheit. Wer in den EER-Fördermechanismus des folgenden Kalenderjahrs mit aufgenommen werden möchte, muss bis zum 31. Oktober des laufenden Jahres bei der EPDK [Aufsichtsbehörde für den Energiemarkt] Antrag auf das EER-Zertifikat stellen.

Die nach dem EER-Fördermechanismus vorgesehenen Fristen beginnen für laufende Betreiber mit dem Datum ihrer ursprünglichen Betriebsaufnahme, für zukünftige Betreiber mit dem Datum ihrer zukünftigen Betriebsaufnahme.

Wer dem EER-Fördermechanismus angeschlossen ist, kann im laufenden Jahr der Umsetzung den Mechanismus nicht verlassen.

Die Liste von Betreibern, die dem EER-Fördermechanismus angeschlossen sind, wird von der EPDK zusammen mit Information zu ihrer Betriebsaufnahme, ihrer jährlichen Stromerzeugungskapazität und ihres jährlichen Stromerzeugungsprogramms bis zum 30. November getrennt nach Ressourcen veröffentlicht.

Das Ministerium wird unter Einholung der Stellungnahme der EPDK eine Verordnung über Solarkraftwerke herausgeben. Diese Verordnung legt die Verfahren und Grundsätze

zu den folgenden Aspekten fest: Normen, die von der Ausrüstung solcher Anlagen zu erfüllen sind, Methoden, die bei Überprüfungen angewandt werden, Methoden zur Überprüfung der mit Sonnenenergie erzeugten Strommengen (gilt auch für Hybridanlagen).

Die Zentralstelle für Finanzausgleich gibt für jeden Abrechnungszeitraum den EER-Gesamtbetrag bekannt und ermittelt für jeden Stromversorger den Pflichtabgabesatz. Bei der Ermittlung des Satzes wird die auf dem freien Markt verkaufte Strommenge, d. h. die Strommenge, die zwar mit erneuerbaren Ressourcen nach diesem Gesetz erzeugt wird aber nicht dem EER-Fördermechanismus unterliegt, nicht berücksichtigt. Für jeden Versorger, der Verbraucher mit Strom beliefert, wird die Pflichtabgabe berechnet und in Rechnung gestellt. Das einkassierte Geld wird den juristischen Personen, die dem EER-Fördermechanismus angehören, je nach ihrem Anteil ausgezahlt. Die Verfahren und Grundsätze dieses Absatzes, einschl. der ZfFA-Umsetzung, regeln eine von der EPDK herauszugebende Verordnung.

Die jährliche Erzeugermenge, die in den Lizenzen von Stromerzeugern aus erneuerbaren Energieressourcen angegeben ist, ist die maximale Jahresmenge, die diese Anlagen je nach Ressource auf der Grundlage der installierten Leistung erzeugen können.

Lizenzen, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Paragraphen gültig waren, werden bei Antragstellung innerhalb von drei Monaten nach Inkrafttreten diesem Gesetz entsprechend angepasst.

Juristische Personen, die im Rahmen dieses Gesetzes Strom aus erneuerbaren Energieressourcen erzeugen und die den Bestimmungen dieses Paragraphen nicht unterworfen sein wollen, können ihren Strom im Rahmen ihrer Lizenzen auf dem freien Markt verkaufen.

§ 4- Die folgenden Paragraphen wurden dem § 6 des Gesetzes Nr. 5346 angehängt.

Befreite Stromerzeugung

§ 6/A- Die Verfahren und Grundsätze für die Beantragung, Genehmigung und Überprüfung von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieressourcen, die

gemäß § 3 Abs. 3 des Gesetzes Nr. 4628 errichtet werden, sowie die technischen und finanziellen Verfahren und Grundsätze werden in einer von der EPDK herauszugebenden Verordnung geregelt, zu der die Stellungnahmen des Ministeriums, des Innenministeriums und der DSI einzuholen sind.

Die Provinzsonderverwaltungen am Anlagenstandort sind dazu ermächtigt, für hydroelektrische Anlagen Wassernutzungsrechte zu erteilen, vorausgesetzt, sie haben dazu eine Stellungnahme der lokalen DSI-Verwaltung eingeholt, wonach im Hinblick auf die Wasserwirtschaft keine Bedenken bestehen, und vom Stromverteiler, an den die Anbindung vorgesehen ist, wonach dem Anschluss an das Verteilernetz nichts entgegensteht.

Natürliche und juristische Personen, die gemäß den Bestimmungen dieses Paragraphen Strom aus erneuerbaren Energieressourcen erzeugen, kommen für die Dauer von zehn Jahren in den Genuss der in Tabelle I angegebenen Preise, wenn sie ihren Stromüberschuss in das Stromverteilernetz einspeisen. Verteilerfirmen im Besitz einer Einzelhandelsverkaufslizenz, in deren Netz dieser Strom eingespeist wird, sind zur Abnahme verpflichtet. Der von diesen Verteilerfirmen, gemäß den Bestimmungen dieses Paragraphen, abgenommene Strom gilt als im Rahmen des EER-Fördermechanismus von den Verteilerfirmen erzeugter und ins Netz abgegebener Strom.

Verwendung von Erzeugnissen aus heimischer Fertigung

§ 6/B- Falls juristische Personen als Lizenzinhaber in ihren vor dem 31. Dezember 2015 in Betrieb genommenen Anlagen, in denen sie Strom aus erneuerbaren Ressourcen erzeugen, mechanische und/oder elektromechanische Ausrüstungen aus heimischer Fertigung verwenden, werden die in Tabelle I angegebenen Preise für Strom, den sie in das Leitungs- oder Verteilernetz einspeisen, für die Dauer von fünf Jahren ab Betriebsaufnahme um die in Tabelle II der Anlage zu diesem Gesetz angegebenen Preise erhöht.

Die Verfahren und Grundsätze zur Beschreibung des Umfangs der heimischen Erzeugnisse, der anzuwendenden Normen, der Zertifizierung und der Überwachung werden in einer vom Ministerium herauszugebenden Verordnung geregelt.

Die Verfahren und Grundsätze für Stromerzeugeranlagen mit EER-Zertifikat, die heimische Erzeugnisse verwenden und nach dem 31. Dezember 2015 den Betrieb aufnehmen, werden auf Vorschlag des Ministeriums vom Ministerrat festgelegt und bekannt gegeben.

Sonstige Umsetzungen

§ 6/C- Juristische Personen, die eine Lizenz zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energieressourcen nach diesem Gesetz erhalten, können Kapazitätserweiterungen vornehmen, vorausgesetzt, sie bleiben innerhalb des Gebietes, das in der Lizenz angegeben ist und die bei Betrieb in das Netz eingespeiste Leistung übersteigt nicht die in der Lizenz angegebene installierte Leistung.

Das Ministerium wird unter Einholung der technischen Stellungnahme der E.I.E.-Verwaltung und von TEIAS innerhalb von sechs Monaten nach Inkrafttreten dieses Gesetzes die Umspannanlagen und Anschlusskapazitäten festlegen und bekannt geben, wie viel Kapazitäten von Solarkraftwerke angeschlossen werden können; diese Bekanntgabe erfolgt alljährlich bis zum 31. Dezember 2015. Die Umspannanlagen und Anschlusskapazitäten nach dem 31. Dezember 2015 werden vom Ministerium alljährlich festgelegt und bekannt gegeben; die erste Bekanntgabe erfolgt am 01. April 2014.

Bei der Bewertung von Lizenzanträgen wird die EPDK in der Phase ihrer Entscheidungsfindung über Anschlussgenehmigungen Anlagen den Vorzug geben, die gemäß diesem Gesetz Strom aus erneuerbaren Energieressourcen erzeugen.

Bei Lizenzanträgen für Solaranlagen müssen normgerechte Messungen vorgelegt werden. Bei Lizenzanträgen für Solaranlagen darf bei Antragstellung durch den Eigentümer des Standortes der Anlage für den gleichen Standort kein weiter Antrag gestellt werden. Falls für das gleiche Gebiet und/oder die gleiche Umspannanlage mehr als ein Antrag gestellt wird, wird ein Wettbewerb zur Ermittlung des Einspeisebetriebes bis zur bekannt gegebenen Kapazität durchgeführt. Dieser Wettbewerb erfolgt nach der Methode einer Minderung der in Tabelle I angegebenen Preise. Die dabei ermittelten Preise werden von TEIAS für die in diesem Gesetz festgelegten Fristen angewendet. Die Verfahren und Grundsätze für diesen Wettbewerb werden in einer von TEIAS zu erstellenden Verordnung

geregelt. TEIAS hat dazu die Stellungnahmen des Ministeriums, der EPDK und der E.I.E-Verwaltung einzuholen.

Die gesamte installierte Leistung von Solaranlagen mit EER-Zertifikat, die bis zum 31. Dezember 2013 an das Netz angeschlossen werden, darf 600 MW nicht übersteigen. Der Ministerrat legt die gesamte installierte Leistung für Solaranlagen mit EER-Zertifikat nach dem 31. Dezember 2013 fest.

Die EPDK führt die Überprüfung und Überwachung von lizenzierten Stromerzeugern, Stromleitungs- und Stromverteileranlagen im Rahmen dieses Gesetzes selbst durch oder beauftragt damit erforderlichenfalls Überprüfungsfirmen, wobei die Kosten von den Überprüften zu tragen sind. Die Verfahren und Grundsätze zu den Überprüfungsfirmen werden in einer von der EPDK herauszugebenden Verordnung geregelt, wobei die Stellungnahme des Ministeriums einzuholen ist.

§ 5- Der erste Satz von § 8 Abs. 3 des Gesetzes Nr. 5346 wurde nachstehend aufgeführt geändert; außerdem wurden dem Paragraphen die folgenden Absätze angefügt.

Betriebe, die bis zum 31. Dezember 2015 den Betrieb aufnehmen, einschließlich derer, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Gesetzes in Betrieb waren und die Strom aus erneuerbaren Energieressourcen erzeugen, erhalten für die ersten zehn Jahre ihrer Investitionsphase und ihres Betriebs von Stromerzeugungsanlagen, Zufahrtswegen und Energietransportleitungen bis zu dem in der Lizenz angegebenen Anschlusspunkt, einschließlich solcher, die auf TEIAS und Verteilerfirmen übertragen werden, einen Nachlass von 85 % auf Genehmigungsgebühren, Mietzinsen, Gebühren für Dienstbarkeitsrechte und Nutzungsgenehmigungsgebühren.

„Die Errichtung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energieressourcen in Nationalparks, Naturparks, Naturschutzgebieten, Waldschutzgebieten, Gebieten zur Förderung des Wildlebens und Sonderumweltschutzgebieten ist mit Zustimmung des zuständigen Ministeriums gestattet; im Falle von Naturgebieten unter Denkmalschutz ist die Zustimmung des zuständigen Regionalrates für Denkmalschutz erforderlich.

Auf Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energieressourcen, die unter dieses Gesetz fallen, kommen die Bestimmungen des Zusatzparagraphen des Gesetzes Nr. 4706 vom 29. Juni 2001 (Änderungen zum Gesetz über die Bewertung von Liegenschaften des Schatzamtes und zum Mehrwertsteuergesetz) nicht zur Anwendung.

§ 6-§ 10 des Gesetzes Nr. 5346 wurde wie folgt geändert:

§ 10- Wer gegen die §§ 6 und 6/A dieses Gesetzes verstößt, gegen den wird gemäß den Bestimmungen von § 11 des Gesetzes Nr. 4628 vorgegangen.

§ 7- Dem Gesetz Nr. 5346 wurde folgende Übergangsbestimmung angefügt:
Übergangsbestimmung 5- Die gemäß den Bestimmungen der §§ 6, 6/A, 6/B und 6/C dieses Gesetzes herauszugebenden Verordnungen werden innerhalb von drei Monaten nach Inkrafttreten dieses Paragraphen veröffentlicht. Wer im Jahr 2011 in den EER-Fördermechanismus aufgenommen werden möchte, hat das EER-Zertifikat einzuholen und innerhalb von einem Monat nach Veröffentlichung der gemäß den Bestimmungen der §§ 6, 6/A, 6/B und 6/C dieses Gesetzes herauszugebenden Verordnungen einen entsprechenden Antrag bei der EPDK zu stellen. Die Liste der Teilnehmer am EER-Fördermechanismus für das Jahr 2011 wird innerhalb von einem Monat nach Antragstellung von der EPDK bekannt gegeben.

§ 8- Dieses Gesetz tritt am Tag seiner Bekanntgabe in Kraft.

§ 9- Der Ministerrat ist zuständig für die Umsetzung der Gesetzesbestimmungen.

Tabelle I

Art der Kraftwerksanlage, die aus erneuerbaren Energieressourcen Strom erzeugt	Anwendbare Preise (USD-Cent/kWh)¹⁴³
a. Wasserkraftwerk	7,3
b. Windkraftwerk	7,3
c. Geothermiekraftwerk	10,3
d. Biomassekraftwerk (einschl. Abfallgas)	13,3
e. Solarkraftwerk	13,3

Tabelle II

Art der Kraftwerksanlage	Heimische Fertigung	Zuschlag für den heimischen Beitrag (USD-Cent/kWh)
A- Wasserkraftwerk	1- Turbine	1,3
	2- Generator und Leistungselektronik	1,0
B- Windkraftwerk	1- Flügel	0,8
	2- Generator und Leistungselektronik	1,0
	3- Turbinenturm	0,6
	4- Gesamte mechanische Ausrüstung für Rotor- und Nasel-Gruppe / Rotor mit Nabe (ausgenommen Zahlungen für Flügelgruppe, Generator und Leistungselektronik)	1,3
C- Photovoltaikanlagen	1- PV-Modulintegration und Fertigung der strukturellen Mechanik der Solaranlage	0,8
	2- PV-Module	1,3
	3- Zellen, aus denen die PV-Module bestehen	3,5
	4- Inverter	0,6
	5- Sonnenstrahlen fokussierendes Material für PV-Module	0,5

D- Solarenergieanlagen mit Strahlenfokussierung	1- Strahlungssammler	2,4
	2- Reflektorplatten	0,6
	3- System zur Anpassung an die Sonnenbewegung	0,6
	4- Mechanische Ausrüstung für Wärmespeicher	1,3
	5- Mechanische Ausrüstung für Dampferzeugersysteme basierend auf Fokussierung von Sonnenstrahlen im Turm	2,4
	6- Stirlingmotor	1,3
	7- Modulintegration und strukturelle Mechanik der Solarpaneele	0,6
E- Biomassekraftwerk	1- Fließbett-Dampfkessel	0,8
	2- Flüssigkraftstoff oder Gas betriebener Dampfkessel	0,4
	3- Vergasungs- und Gasreinigungsgruppe	0,6
	4- Dampf- oder Gasturbine	2,0
	5- Verbrennungs- oder Stirlingmotor	0,9
	6- Generator und Leistungselektronik	0,5
	7- Ko-Generationssystem	0,4
F- Geothermalkraftwerk	1- Dampf- oder Gasturbine	1,3
	2- Generator und Leistungselektronik	0,7
	3- Dampfinjektor oder Vakuumkompressor	0,7

(Die Übersetzung des Gesetzes wurde mit größter Sorgfalt vorgenommen. Es besteht keine Haftung für die Richtigkeit der Übersetzung. Verbindlich ist der Original-Gesetzestext in der türkischen Fassung.)